



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO
DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO UM
MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO E TERMOGRAFIA
QUANTITATIVA

RAFAEL AUGUSTO MAGALHÃES FERREIRA

Belo Horizonte, 05 de Outubro de 2018

Rafael Augusto Magalhães Ferreira

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO
DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO UM
MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO E TERMOGRAFIA
QUANTITATIVA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Matheus Pereira Porto

Coorientador: Prof. Dr. Braz de Jesus Cardoso Filho

Universidade Federal de Minas Gerais

Belo Horizonte

Escola de Engenharia da UFMG

2018

F383m

Ferreira, Rafael Augusto Magalhães.

Metodologia para avaliação do desempenho de painéis fotovoltaicos utilizando um modelo elétrico-térmico e termografia quantitativa [manuscrito] / Rafael Augusto Magalhães Ferreira. - 2018. xxi, 118 f., enc.: il.

Orientador: Matheus Pereira Porto.

Coorientador: Braz de Jesus Cardoso Filho.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 110-118.

Bibliografia: f. 99-109.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Energia solar - Teses. 3. Modelagem matemática - Teses. 4. Pessoal - Avaliação - Teses. 5. Termografia - Teses. I. Porto, Matheus Pereira. II. Cardoso Filho, Braz de Jesus. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

Av. Antônio Carlos, 6627 - Campus Universitário
31270-901 - Belo Horizonte - MG
Tel.: +55 31 3409.5145
E-mail: cpgmec@demec.ufmg.br

**"METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE
PAINÉIS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO UM MODELO
ELÉTRICO-TÉRMICO E TERMOGRAFIA QUANTITATIVA"**

RAFAEL AUGUSTO MAGALHÃES FERREIRA

Tese submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de "**Doutor em Engenharia Mecânica**", na área de concentração de "**Energia e Sustentabilidade**".

Tese aprovada no dia 05 de outubro de 2018.

Por:

Prof. Matheus Pereira Porto

Orientador - Departamento de Engenharia Mecânica/ UFMG

Prof. Braz de Jesus Cardoso Filho

Co-Orientador - Departamento de Engenharia Elétrica/ UFMG

Prof. Marcio Fonte Boa Cortez

Departamento de Engenharia Mecânica/ UFMG

Prof. Sinthya Gonçalves Tavares

Centro Universitário de Belo Horizonte

Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Prof. Roberto Márcio de Andrade

Departamento de Engenharia Mecânica/ UFMG

Dedico esta tese a todos que, de alguma forma, me facilitaram percorrer este longo caminho. E aos que o dificultaram, também.

Agradecimentos

Em cada um dos meus 29 anos de existência, Deus sempre se fez presente e em poucas oportunidades pude demonstrar minha gratidão. Momentos simbólicos como este só me fazem ter a certeza de que nenhum desafio pode ser maior do que a nossa capacidade de vencê-lo. A conquista de hoje eu dedico primeiramente à Deus, por permitir que cada dificuldade encontrada no caminho contribuísse para eu me tornar, enfim, Doutor em Engenharia Mecânica.

A satisfação só não é maior que a saudade. Mãe, apenas quero que sabia o quanto me sinto privilegiado em ser seu filho. Sua educação, seus valores e ensinamentos foram as sementes necessárias para tudo isto.

Agradeço à minha família pela extrema compreensão e pelo apoio constante. Se ao longo desta jornada eu precisei, sistematicamente, me tornar ausente, não faltou de cada um de vocês o incentivo para seguir em frente. À minha namorada, por me fazer sentir parte de uma nova família e por me mostrar que o mundo não é escrito apenas em Times New Roman, 12.

Ao meu orientador, professor Matheus Porto. Mais do que a escrita de um documento, o ciclo do doutorado e o processo de orientação foram oportunidades de me fortalecer como pesquisador. Ao professor Roberto Márcio por enxergar em mim o professor que hoje sou, quando ainda não o era.

Ao grupo do Laboratório de Termometria, do qual faço parte há oito anos. Uma pesquisa nunca é conduzida isoladamente por uma pessoa e, portanto, foi com o apoio de alguns colegas que tudo isso se tornou possível. Um agradecimento especial aos amigos Bruno Phillip, João Vitor, Daniel Pottie e Alessandro Miranda, que contribuíram diretamente na construção deste trabalho.

Ao grupo TESLA Engenharia de Potência, coordenado pelo professor Braz, por permitir o andamento da minha pesquisa na Usina Solar TESLA.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão de bolsa de estudos durante o doutorado, e também ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGMEC) da UFMG por criar o ambiente favorável para o desenvolvimento da pesquisa.

E a todas as demais pessoas que, direta ou indiretamente, fizeram parte desta caminhada, os meus mais profundos agradecimentos. O fim do doutorado certamente é o início de um novo e desafiante ciclo, em que uma das poucas certezas que tenho é a de que estou preparado para buscar objetivos ainda maiores.

“O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.”

Albert Einstein.

“Eu acredito demais na sorte. E tenho constatado que, quanto mais duro eu trabalho, mais sorte eu tenho.”

Thomas Jefferson.

RESUMO

A tecnologia fotovoltaica destaca-se por representar uma parcela significativa dos novos empreendimentos geradores dentro do contexto da geração distribuída no país. Esta franca expansão de mercado demanda por uma gestão mais eficiente dos ativos, principalmente em sistemas fotovoltaicos de médio e grande porte. A relação direta entre temperatura de operação e queda eficiência justifica a necessidade de se realizar o monitoramento térmico dos módulos fotovoltaicos, cenário em que a termografia se destaca como ferramenta de rápida identificação de unidades comprometidas na planta. No entanto, a potencialidade da técnica é limitada quando restrita apenas à busca por anomalias térmicas nos geradores fotovoltaicos, prática recorrente em usinas solares. O que se propõe neste trabalho é uma alternativa de determinação da eficiência real dos painéis fotovoltaicos por meio de uma abordagem conjunta envolvendo modelagem matemática e termografia quantitativa. A metodologia incluiu a modelagem matemática da operação dos painéis fotovoltaicos sob os pontos de vista elétrico e térmico, seguida por uma caracterização de desempenho por meio de inspeções termográficas individuais. As temperaturas registradas foram utilizadas em conjunto com as condições atuantes no momento da aquisição para estimar a eficiência real da unidade inspecionada, posteriormente confrontada com limites máximos teóricos. Os resultados do trabalho incluíram a caracterização das propriedades ópticas da superfície de vidro dos painéis fotovoltaicos, em que foram obtidos valores de $\varepsilon = 0,78$ e $\rho = 0,22$ para as inspeções com ângulo de observação de 65° . Estas considerações, aliadas à quantificação das incertezas de medição por termografia, permitiram obter resultados confiáveis da temperatura de operação durante inspeções frontais dos módulos na Usina TESLA. Foi definido no escopo deste trabalho o coeficiente de desempenho dos painéis fotovoltaicos, sendo proposta uma avaliação sobre como este parâmetro pode variar frente às condições reais de operação ao longo de dias de céu claro e nublado. Foi apresentado um modelo de correção da temperatura indicada pelo termovisor que, comparado a dados medidos com um sensor de contato em testes em campo, apresentou resultados melhores que o modelo da FLIR. Por fim, a proposta de diagnóstico da usina foi testada com o objetivo de mostrar, de forma satisfatória, a potencialidade de uso da termografia como instrumento de monitoramento e determinação da eficiência operativa dos painéis fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia solar, painéis fotovoltaicos, modelagem matemática, avaliação de desempenho, termografia infravermelha, eficiência de conversão.

ABSTRACT

Photovoltaic technology stands out as a significant portion of the new installations within the context of distributed generation in Brazil. This market expansion demands a more efficient assets management, mainly in medium and large photovoltaic systems. The relationship between temperature rising and performance drop justifies the thermal monitoring of PVs, where thermography is a useful tool for a prompt identification of units operating below expected in the solar plant. However, it is a recurring practice the use of thermography only to search hot spots in the photovoltaic installation. This work proposes an alternative to determine the real performance of PVs by means of mathematical modeling and quantitative thermography. The methodology of this present work included mathematical modeling of PV's operation from electrical and thermal aspects, followed by a performance characterization by means of individual thermal inspections by thermography. The temperature values are combined with the instantaneous climate data in order to estimate the actual efficiency of the unit inspected, subsequently confronted with theoretical maximum limits. The results presented a complete optical properties characterization of PV's glass surface, in which $\varepsilon = 0,78$ and $\rho = 0,22$ were obtained for inspections with 65° viewing angle. These considerations, coupled with measurement uncertainties, allowed reliable results of the operating temperature during frontal inspections in PV modules of TESLA Plant. It was defined in the scope of this work the PV's performance coefficient, evaluating variations in this parameter during clear and cloudy skies conditions. It was presented a temperature correction model from thermal imagers that, compared to measured data from a contact sensor during outdoor experiments, presented better results than FLIR model. Finally, the PV plant diagnostic proposal is tested in order to show, satisfactorily, the potential of thermography as monitoring technique and for PV's operational efficiency determination.

Keywords: Solar energy, PV, mathematical modeling, performance analysis, infrared thermography, conversion efficiency.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	– Objetivos do trabalho	3
1.2	– Estrutura do documento	4
2	A TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	6
2.1	– Campo de aplicação dos sistemas fotovoltaicos	6
2.2	– O Efeito Fotovoltaico	7
2.3	– Tecnologias e estrutura de células solares	9
2.4	– Mecanismos de degradação	11
3	CARACTERIZAÇÃO DO PAINEL E AVALIAÇÃO DA TEMPERATURA DE OPERAÇÃO	14
3.1	– Modelagem da operação de uma célula solar	15
3.1.1	– Representação por circuito elétrico equivalente	16
3.1.2	– Modelo de irradiação solar	21
3.1.3	– Modelo térmico	26
3.2	– Monitoramento da temperatura de operação de painéis	29
4	TERMOGRAFIA	32
4.1	– Aplicações e características gerais	32
4.2	– Fatores de influência	34
4.3	– O modelo matemático de medição	37
4.4	– Modelo matemático proposto	40
4.5	– Estimativa de temperatura de céu por termografia	41
4.6	– Fontes de incerteza em termografia	43
4.7	– Utilização da técnica na Usina Solar TESLA	46

5	METODOLOGIA	50
5.1	– Metodologia de solução dos modelos	50
5.1.1	– Levantamento dos parâmetros do circuito elétrico equivalente	51
5.1.2	– Solução do balanço de energia	53
5.1.3	– Implementação e fornecimento de dados aos modelos	55
5.2	– Metodologia experimental	56
5.2.1	– Ensaio de caracterização das propriedades ópticas	56
5.2.2	– Determinação das fontes de incertezas intrínsecas da câmera	61
5.2.3	– Medição das variáveis climáticas	66
5.2.4	– Precauções para a realização das inspeções termográficas	67
5.2.5	– Pós-processamento dos dados	70
5.3	– Estratégia de diagnóstico em painéis	71
6	RESULTADOS	75
6.1	– Caracterização das propriedades ópticas	75
6.2	– Caracterização das fontes intrínsecas e externas da câmera.....	78
6.3	– Resultados dos modelos matemáticos para painéis	82
6.4	– Correção da temperatura medida via termografia	87
6.5	– Elaboração do mapa de desempenho da Usina TESLA	92
7	CONCLUSÕES	96
	Referências Bibliográficas	99
	Publicações geradas ao longo da tese	110
A	Eficiência Óptica	111
B	Correlações Empíricas para Cálculo do Coeficiente Convectivo	113
C	Lista de Equipamentos	115

Lista de Símbolos

A_{sup}	Área superficial	$[m^2]$
c	Coeficiente de sensibilidade	$[-]$
c_p	Calor específico à pressão constante	$[kJ/kgK]$
C	Fator de conversão entre sinal radiométrico e sinal eletrônico	$[\mu Vm^2/W]$
$C.D$	Coeficiente de desempenho	$[-]$
d	Distância do termovisor ao alvo	$[m]$
E	Poder emissivo	$[W/m^2]$
E_T	Termo da equação do tempo solar	$[h]$
Fo	Número de Fourier	$[-]$
$F_1; F_2$	Fator de forma para a troca radiativa	$[-]$
$F_a; F_b$	Fator de anisotropia da radiação solar difusa	$[-]$
G	Irradiância solar	$[W/m^2]$
G_t	Irradiância solar total	$[W/m^2]$
G_{dif}	Irradiância solar difusa	$[W/m^2]$
G_{dir}	Irradiância solar direta	$[W/m^2]$
G_r	Irradiância solar refletida	$[W/m^2]$
\bar{h}	Coeficiente convectivo médio	$[W/m^2K]$
H_{TMG}	Tempo Médio de Greenwich	$[h]$
I	Corrente	$[A]$
I_o	Corrente de saturação do diodo	$[A]$
I_{ph}	Corrente gerada pela célula	$[A]$
I_{sc}	Corrente de curto circuito	$[A]$
k	Condutividade térmica	$[W/m.K]$
k_n	Número de bits do conversor analógico/digital do termovisor	$[-]$

K_{atm}	Fator de escala da atenuação atmosférica	[–]
L_c	Espessura característica	[m]
M	Longitude	[°]
M_b	Emitância espectral do corpo negro	[W/m ² μm]
m	Massa	[kg]
n	Dia do ano solar	[–]
n_i	Fator de idealidade do diodo	[–]
N_p	Número total de células em paralelo	[–]
N_s	Número total de células em série	[–]
\overline{Nu}	Número de Nusselt médio	[–]
P	Potência	[W]
\dot{P}_e	Potência elétrica de saída do módulo	[W]
Pr	Número de Prandtl	[–]
q^*	Fluxo térmico adimensional	[–]
\dot{Q}_c	Taxa de dissipação de calor por convecção	[W]
\dot{Q}_p	Perdas térmicas	[W]
\dot{Q}_r	Taxa de dissipação de calor por radiação	[W]
\dot{Q}_s	Taxa geração de calor por radiação solar	[W]
R, B, F	Constantes da câmera	[–]
R_{dir}	Fator geométrico	[–]
R_s	Resistência em série	[Ω]
R_{sh}	Resistência paralela	[Ω]
Ra	Número de Rayleigh	[–]
Re	Número de Reynolds	[–]
s	Desvio padrão amostral	[–]
S	Sinal eletrônico	[μV]
$S_k(\lambda)$	Função de sensibilidade do termovisor	[–]
t	Tempo	[s]
T	Temperatura	[K]
T_c	Temperatura de operação da célula	[K]

T_p	Temperatura do ponto de orvalho	[K]
T_s	Temperatura superficial	[K]
T_{Sol}	Temperatura do Sol	[K]
\hat{T}	Temperatura média	[K]
u	Incerteza padrão	[–]
u_c	Incerteza padrão combinada	[–]
U	Energia interna total	[J]
V	Tensão	[V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	[V]
V_T	Tensão térmica	[V]
X	Número de pixels na direção horizontal	[–]
Y	Número de pixels na direção vertical	[–]
α	Absortividade da placa	[–]
α_{sc}	Coefficiente de temperatura para a corrente de curto circuito	[mA/°C]
α_t	Difusividade térmica	[m ² /s]
β	Ângulo de inclinação do painel fotovoltaico	[°]
β_{oc}	Coefficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto	[mV/°C]
β_{ref}	Coefficiente de temperatura para a eficiência da célula	[°C ⁻¹]
γ	Ângulo azimutal do painel fotovoltaico	[°]
γ_{ref}	Coefficiente de radiação solar para a eficiência da célula	[–]
γ_s	Ângulo azimutal solar	[°]
δ	Declinação do eixo terrestre	[°]
δ_{MSR}	Dimensão angular do mensurando	[mrad]
δT	Sensibilidade para um campo de visão não uniforme	[mK]
ΔT	Diferença de temperatura	[K]
$\Delta \hat{T}$	Média das diferenças de temperatura pixel a pixel	[mK]
$\Delta T_{i,j}$	Diferença de temperatura entre termogramas para o mesmo pixel	[mK]
ΔT_{NETD}	Resolução térmica do termovisor	[mK]
ΔT_{span}	Faixa nominal de temperatura do termovisor	[K]
Δt	Intervalo de tempo	[s]

ε	Emissividade	[–]
η_A	Eficiência de absorção da célula solar	[–]
η_c	Eficiência global de conversão da célula solar	[–]
θ	Ângulo de zênite	[°]
θ_i	Ângulo de incidência/reflexão	[°]
θ_z	Ângulo de zênite do Sol	[°]
λ	Comprimento de onda	[μm]
ρ	Refletividade	[–]
ρ_s	Albedo do solo	[–]
τ	Transmissividade do meio	[–]
ϕ	Latitude	[°]
$\phi(\lambda)$	Função de transmissão	[–]
ω	Ângulo horário	[°]
ω_a	Umidade absoluta	[–]
Ω_{em}	Ângulo sólido de emissão de radiação do painel	[sr]
Ω_{in}	Ângulo sólido da radiação solar incidente	[sr]

Constantes

c_1	Primeira constante da radiação	$3,742 \times 10^8 \text{ W} \cdot \mu m^4 / m^2$
c_2	Segunda constante da radiação	$1,439 \times 10^4 \mu m \cdot K$
G_0	Irradiância em condições padrão de ensaio	$1000 \text{ W}/m^2$
G_{SC}	Constante solar	$1367 \text{ W}/m^2$
k_b	Constante de Boltzmann	$1,38 \times 10^{-23} \text{ J}/K$
q	Carga elementar do elétron	$1,60 \times 10^{-19} \text{ C}$
T_0	Temperatura em condições padrão de ensaio	$25 \text{ }^\circ\text{C}$
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	$5,67 \times 10^{-8} \text{ W}/m^2 K^4$

Subscritos

<i>0</i>	referente às condições padrão de ensaio
<i>arr</i>	referente aos arredores
<i>atm</i>	referente à atmosfera
<i>base</i>	referente ao filme de fluoreto de polivinil
<i>céu</i>	referente ao céu
<i>fenda</i>	referente à fenda vertical
<i>i</i>	referente à direção normal ao plano de inclinação do painel
<i>int</i>	referente às incertezas intrínsecas do termovisor
<i>L</i>	referente à dimensão de referência
<i>máx</i>	referente ao PMP do painel fotovoltaico
<i>obj</i>	referente ao objeto
<i>real</i>	referente à condição real de operação
<i>ref</i>	referente a uma condição de referência
<i>refl</i>	referente à parcela de reflexão
<i>sis</i>	referente ao sistema analisado
<i>solo</i>	referente ao solo
<i>tot</i>	referente ao sinal total captado pela câmera
<i>vidro</i>	referente à cobertura de vidro do painel fotovoltaico

Lista de Figuras

Figura 2.1	Modelo simplificado de uma célula solar	8
Figura 2.2	Estrutura típica de uma célula solar de silício cristalino	11
Figura 2.3	Mecanismos de degradação nos módulos fotovoltaicos de silício	12
Figura 2.4	Manifestação de degradação em módulos fotovoltaicos	13
Figura 3.1	Diagrama esquemático do modelo geral para painéis solares	15
Figura 3.2	Circuito elétrico equivalente da célula solar. (a) Modelo de 1 diodo; (b) Modelo de 2 diodos	16
Figura 3.3	Curva corrente x tensão representativa de uma célula solar	19
Figura 3.4	Efeito da temperatura na curva $P \times V$ do módulo	20
Figura 3.5	Espectro de radiação solar extraterrestre (AM0) e terrestre (AM1.5D) com suas respectivas bandas de absorção molecular	21
Figura 3.6	Frações da radiação solar sobre uma superfície inclinada	22
Figura 3.7	Ângulos notáveis para caracterização da radiação solar	24
Figura 3.8	Aplicação do balanço de energia na estrutura do painel	27
Figura 3.9	Iluminação não uniforme em uma célula isolada, à esquerda, e em um arranjo de células em série, à direita	30
Figura 3.10	Detalhamento das camadas do módulo fotovoltaico para estimativa da temperatura de operação da célula solar	31
Figura 4.1	Diagrama simplificado de um termovisor genérico	33
Figura 4.2	Faixas espectrais típicas dos termovisores comerciais	34
Figura 4.3	Transmissão atmosférica na região do infravermelho	35
Figura 4.4	Emitância espectral do corpo negro segundo a Lei de Planck	35

Figura 4.5	Parcelas que compõem o sinal de radiação na medição termográfica	37
Figura 4.6	Função $S_k(\lambda)$ do termovisor FLIR SC660	38
Figura 4.7	Radiância espectral em céu claro e nublado para média latitude no verão	41
Figura 4.8	Função de transmissão atmosférica para $\theta = 0^\circ$, aplicada a condições de céu claro e nublado	42
Figura 4.9	Integração entre geração e consumo da energia solar	46
Figura 4.10	Usina Solar TESLA: área externa e sala de inversores	47
Figura 4.11	Inspeções frontal, lateral e posterior dos painéis solares	48
Figura 5.1	Teste de convergência da solução do modelo por formulação explícita ..	54
Figura 5.2	Ferramentas de implementação e fornecimento de dados aos modelos matemáticos	55
Figura 5.3	Aparato experimental para determinar a emissividade superficial do módulo fotovoltaico	57
Figura 5.4	Foto e imagem térmica dos testes de emissividade	57
Figura 5.5	Posicionamento do termovisor no teste de avaliação da refletividade na direção normal	58
Figura 5.6	Efeito da variação do ângulo de inclinação do painel sobre as condições de inspeção	59
Figura 5.7	Aparato experimental para determinação da refletividade direcional da superfície do painel	60
Figura 5.8	Montagem experimental para determinação das fontes de incertezas do termovisor	61
Figura 5.9	Aparato para determinação da resolução espacial de medição	63
Figura 5.10	Procedimento de determinação da uniformidade de medição	63
Figura 5.11	Estação meteorológica instalada próximo à área dos painéis	66
Figura 5.12	Exemplo de dados de irradiância solar e potência gerada obtidos da base de dados da usina	67
Figura 5.13	Cenário de inspeção termográfica individual dos painéis da Usina Solar TESLA	67
Figura 5.14	Etapas para determinação da emissividade superficial pelo método comparativo	68
Figura 5.15	Determinação experimental da temperatura média refletida	69

Figura 5.16	Diagrama esquemático da estratégia para estimativa do coeficiente de desempenho dos painéis da usina solar	72
Figura 5.17	Exemplo de utilização da proposta de diagnóstico de painéis via inspeção termográfica	73
Figura 6.1	Emissividade total hemisférica da superfície do painel fotovoltaico em função da temperatura	76
Figura 6.2	Refletividade da superfície do painel fotovoltaico em função da temperatura do radiador	77
Figura 6.3	Resultados para emissividade e refletividade direcionais em função do ângulo de reflexão	78
Figura 6.4	Estimativa da incerteza intrínseca do termovisor nas condições ensaiadas ..	79
Figura 6.5	Estimativa da incerteza expandida para medição de temperatura via termografia	81
Figura 6.6	Irradiância solar medida e transposta para os dias 09/09/2018 e 04/09/2018	82
Figura 6.7	Variação das temperaturas medida, estimada e ambiente nos dias 09/09/2018 e 04/09/2018	83
Figura 6.8	Histograma dos resultados do modelo térmico em comparação com os dados medidos	83
Figura 6.9	Curvas I_xV e P_xV estimadas pelo modelo matemático para o dia de céu claro	84
Figura 6.10	Deslocamento do PMP do módulo estimado pelo modelo matemático	84
Figura 6.11	Estimativas de eficiência máxima e real dos painéis para os dias 09/09/2018 e 04/09/2018	85
Figura 6.12	Coeficiente de desempenho dos painéis para os dias 09/09/2018 e 04/09/2018	86
Figura 6.13	Queda de eficiência de conversão em função do aquecimento do painel	86
Figura 6.14	Inspeção termográfica realizada na Usina TESLA	87
Figura 6.15	Temperatura de céu estimada em comparação com modelos de literatura ...	89
Figura 6.16	Desvios absolutos obtidos após as inspeções termográficas em campo	90
Figura 6.17	Distribuição percentual de sinais do modelo de correção e do modelo da FLIR.....	91
Figura 6.18	Irradiância (medida) e resposta térmica (estimada) dos painéis para o dia de realização da inspeção termográfica (02/10/2018)	92
Figura 6.19	Resultado da inspeção termográfica dos painéis solares no dia 02/10/2018.	93
Figura 6.20	Mapeamento do desempenho dos módulos inspecionados via termografia	94

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Comparação entre as gerações das tecnologias fotovoltaicas	10
Tabela 4.1	Características do painel solar Yingli YL245P-29b (condições STC).....	47
Tabela 4.2	Descrição das vantagens e limitações de cada posição de inspeção	48
Tabela 5.1	Propriedades térmicas das camadas do módulo fotovoltaico	69
Tabela 6.1	Estimativa das fontes de incertezas intrínsecas do termovisor [mK]	79
Tabela 6.2	Caracterização das fontes de incertezas externas	80
Tabela 6.3	Avaliação da temperatura da superfície frontal do painel [°C]	88
Tabela 6.4	Estimativas para a temperatura dos módulos e a eficiência máxima	93
Tabela B1	Correlações empíricas utilizadas para a modelagem da convecção	113
Tabela C1	Especificações da câmera termográfica	115
Tabela C2	Especificações do calibrador infravermelho de precisão	115
Tabela C3	Especificações da estação meteorológica compacta	116
Tabela C4	Especificações do piranômetro.....	116
Tabela C5	Especificações do pireliômetro	117
Tabela C6	Especificações do espectrorradiômetro	117
Tabela C7	Especificações do rastreador de Sol	118

Lista de Abreviaturas e Siglas

a-Si	Silício Amorfo
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	<i>Air Mass</i> (Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CdTe	Telureto de Cádmio
CIS	Disselenato de Cobre e Índio
CIGS	Disselenato de Cobre Índio e Gálio
COELBA	Companhia de Eletricidade da Bahia
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cell</i> (Células Solares Sensibilizadas por Corantes)
DTR	<i>Digital Temperature Resolution</i> (Resolução Digital de Temperatura)
EVA	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i> (Etileno Acetato de Vinila)
FIR	<i>Far Infrared</i> (Infravermelho Distante)
GaAs	Arsenieto de Gálio
IncCond	<i>Incremental Conductance</i> (Condutância Incremental)
LID	<i>Light Induced Degradation</i> (Degradação Induzida pela Luz)
LW	<i>Long Wave</i> (Ondas Longas)
ME	<i>Minimum Error</i> (Mínimo Erro)
MSR	<i>Measurement Spatial Resolution</i> (Resolução Espacial de Medição)
MU	<i>Measurement Uniformity</i> (Uniformidade de Medição)
MW	<i>Medium Wave</i> (Ondas Médias)
NBR	Norma Brasileira
NDTE	<i>Non Destructive Thermal Evaluation</i> (Ensaio Térmico Não Destrutivo)
NETD	<i>Noise Equivalent Temperature Difference</i> (Diferença de Temperatura Equivalente ao Ruído)

NGE	<i>Noise Generated Error</i> (Erro Gerado por Ruído)
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
PID	<i>Power Induced Degradation</i> (Degradação Induzida pelo Potencial)
PMP	Ponto de Máxima Potência
P&O	Perturbar e Observar
RE	Repetitividade
RTD	<i>Resistance Temperature Detector</i> (Termorresistência)
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Condition</i> (Condição Padrão de Ensaio)
STRF	<i>Slit Temperature Response Function</i> (Função de Resposta à Temperatura de Fenda)
SW	<i>Short Wave</i> (Ondas Curtas)
TS	<i>Temperature Stability</i> (Estabilidade de Temperatura)
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UV	Ultravioleta

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A energia solar é uma fonte limpa, renovável e com grande potencial de utilização para geração de energia elétrica e térmica. Particularmente no contexto da tecnologia fotovoltaica, a variação da disponibilidade de radiação solar ao longo do tempo confere uma característica intermitente a esta fonte de geração. Esta é uma questão que deve ser levada em conta no estudo de viabilidade das plantas solares¹ para que se planejem soluções de consumo imediato desta energia ou de armazenamento através de algum sistema próprio para este fim, sendo o uso de bancos de baterias o exemplo mais típico. Além disso, o maior desafio encontrado para tornar esta tecnologia uma alternativa ainda mais viável, sob o ponto de vista mercadológico, é dado pela baixa eficiência de conversão apresentada pelos módulos fotovoltaicos², sendo que as células solares fabricadas de silício cristalino são as mais comuns e desenvolvem, em média, eficiências de conversão na faixa de 15% a 20% (SHARAF, 2015). Recentemente, têm sido desenvolvidos revestimentos seletivos capazes de ajustar o espectro da radiação solar incidente e melhorar a eficiência de conversão das células fotovoltaicas (WANG, 2011).

Esta limitação da eficiência de conversão prioriza a necessidade de que qualquer empreendimento fotovoltaico seja projetado para que o conjunto de painéis opere o mais próximo possível das condições que favoreçam o seu melhor desempenho. Neste sentido, constam nas especificações dos módulos fotovoltaicos os seus principais parâmetros elétricos de operação, bem como a eficiência desenvolvida nas condições padrão de ensaio. Entretanto, devido a diversos fatores, entre os quais se incluem as flutuações nas condições reais de operação dos painéis solares, o aumento de temperatura de célula e os mecanismos de degradação que progressivamente se manifestam, a eficiência nominal informada pelos fabricantes, em geral, não se comprova em campo, sendo esta ainda menor. Diante de uma eficiência operativa inerentemente baixa, a análise de desempenho das instalações solares torna-se essencial para uma gestão confiável desta forma de produção de energia elétrica.

¹ O termo *planta(s) solar(es)* e o termo *usina(s) solar(es)*, por vezes mencionado como *planta(s) fotovoltaica(s)* ou *usina(s) fotovoltaica(s)*, ou ainda apenas como *planta(s)* ou *usina(s)*, serão utilizados indistintamente neste texto para se referir, de forma geral, a qualquer unidade geradora fotovoltaica, constituída por painéis solares, inversores e demais componentes.

² O termo *módulo(s) fotovoltaico(s)* e o termo *painel(éis) fotovoltaico(s)*, por vezes mencionado como *módulo(s) solar(es)* ou *painel(éis) solar(es)*, ou ainda apenas como *módulo(s)* ou *painel(éis)*, serão utilizados indistintamente neste texto para se referir ao equipamento responsável pela conversão de radiação solar em energia elétrica, objeto de estudo deste trabalho.

A eficiência dos painéis fotovoltaicos tem forte ligação com a temperatura de operação dos mesmos. Do ponto de vista elétrico, uma maior temperatura diminui a diferença de potencial estabelecida na junção semicondutora, resultando em uma menor corrente elétrica gerada pela célula solar. A interpretação térmica do problema é de que toda a radiação solar absorvida pelo módulo, e que não é convertida em energia elétrica, necessariamente gera calor, contribuindo para o aumento da energia térmica do conjunto ou sendo rejeitada ao ambiente. Ambas as abordagens evidenciam que o nível de aquecimento da célula solar e a queda na potência gerada por um painel, ou por uma associação de painéis em uma planta fotovoltaica, são parâmetros diretamente relacionados. Diante disto, a solução mais imediata é elaborar estratégias para diminuir o sobreaquecimento da célula e, portanto, contornar o efeito negativo que uma temperatura de operação elevada gera.

Se a vizinhança favorece uma maior dissipação de calor, a eficiência dos módulos pode ser melhorada, havendo algumas estratégias reportadas na literatura de arrefecimento dos painéis por spray d'água (NIZETIC, 2016) e também por passagem forçada de ar (HERNÁNDEZ, 2013), dentre outras opções tais como o revestimento da superfície frontal com uma fina camada de óleo no intuito de aumentar a transmissão da radiação solar até as células (ELHADY, 2016). A contrapartida é que a aplicação destas soluções aumenta os custos de operação dos sistemas fotovoltaicos. Devido a este fato, a grande maioria das unidades geradoras fotovoltaicas opera desprovida de qualquer tipo de sistema de arrefecimento, sendo as condições ambientais e operativas dos painéis apenas monitoradas e registradas continuamente.

Atualmente é recorrente o uso de células de referência em plantas fotovoltaicas, sendo instaladas no mesmo plano de inclinação dos painéis para registrar dados de irradiância total. Alguns modelos de células de referência têm acoplados termistores em sua parte posterior para medição de temperatura, sendo a temperatura de operação dos painéis inferida a partir deste valor registrado. Porém, a medição pontual de temperatura não é representativa ao se avaliar plantas de médio e grande porte, pois os efeitos de sombreamento e as flutuações de eficiência entre os painéis acabam não sendo detectados nestes casos. Devido à possibilidade de um rápido mapeamento térmico de vários painéis simultaneamente, a termografia já é empregada na avaliação qualitativa de sistemas de geração fotovoltaica (TEUBNER, 2017), com objetivo de identificar precocemente anomalias térmicas em painéis antes que o mau desempenho de uma unidade comprometa a operação das demais.

Para além de uma simples identificação de anomalias térmicas durante inspeções, uma avaliação termográfica quantitativa é mais complexa de ser realizada e demanda uma série de cuidados necessários para que as indicações das temperaturas obtidas nas imagens sejam realmente confiáveis. Na literatura, a necessidade de padronização procedimental para inspeções termográficas em painéis fotovoltaicos é reforçada (JAECKEL, 2016), sendo que amplas revisões de instrumentação de câmeras e, mais recentemente, veículos para termografia aérea se encontram disponíveis em publicações (SAAVEDRA, 2018).

Também são recorrentes em literatura aplicações da termografia como ferramenta de monitoramento de painéis fotovoltaicos e avaliação dos efeitos de temperatura sobre as curvas características e potência de saída dos módulos (BUERHOP, 2012). Ademais, dispõe-se de uma diversidade de propostas de diagnóstico a partir de anomalias térmicas identificadas em módulos, com grande enfoque em análises estatísticas de dados e associação com os principais modos de falha existentes (KIM, 2017).

No contexto de inspeções termográficas pela parte frontal de painéis fotovoltaicos de silício em campo, efeitos de reflexão do céu e direcionalidade das propriedades ópticas da cobertura de vidro precisam ser levados em consideração a fim de se obter resultados quantitativos. Neste sentido, recomendações sobre posicionamento da câmera em relação à superfície alvo e valores mínimos de ângulo de visão para inspeções termográficas em painéis fotovoltaicos são brevemente especificados em norma (IEC 62446-3; 2016a). Fora das recomendações técnicas internacionais, podem ser encontrados trabalhos que propõem cálculo da correção do erro de reflexão e avaliação da distribuição não uniforme de temperaturas na superfície dos módulos, incluindo implementação computacional para geração de resultados de inspeções termográficas (ANDRADE, 2008).

No entanto, não foram encontrados na literatura pesquisada metodologias de determinação procedimental para realização de termografia quantitativa, com avaliação de incertezas, simultaneamente associadas a resultados de modelos elétrico-térmicos de painéis para extrair dados de desempenho dos mesmos. A proposta de diagnóstico que é apresentada neste texto alia fundamentos teóricos (modelos) à interpretação de resultados obtidos em campo (termografia), sendo um tipo de avaliação com possibilidade de aplicação tanto em inspeções regulares quanto no comissionamento de projetos de instalações solares.

A metodologia deste trabalho inclui o desenvolvimento de uma ferramenta de diagnóstico de painéis fotovoltaicos baseada em termografia quantitativa pela superfície frontal e modelagem matemática com foco na estimativa de eficiência. Em um primeiro momento, é apresentado um modelo transiente descritivo do comportamento dos painéis solares capaz de considerar as flutuações de carregamento térmico e das condições ambientais que se impõem durante a operação do equipamento, nas perspectivas elétrica e de transferência de calor do processo. Este modelo, referenciado no texto como modelo geral, é aplicado na caracterização do conjunto de painéis da Usina Solar TESLA, uma planta fotovoltaica instalada no terraço do prédio da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Esta caracterização é feita a partir dos dados registrados por uma estação meteorológica próxima à usina, sendo que os valores de corrente e tensão são indicados pelo sistema de aquisição de dados localizado junto aos inversores da instalação. Sendo uma análise de conjunto, a limitação desta abordagem de solução do problema reside na incapacidade do modelo em identificar, individualmente, algum painel que esteja com desempenho insuficiente. De maneira complementar a esta análise geral, tem-se a proposta de diagnóstico da usina associada com termografia quantitativa para estimativa da eficiência painel a painel, permitindo a elaboração de um mapa de desempenho dos módulos.

1.1 – Objetivos do trabalho

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma metodologia de diagnóstico aplicável a painéis fotovoltaicos que seja capaz de quantificar, em termos de eficiências, o desempenho operacional, em campo, de cada unidade através do uso combinado de termografia infravermelha e modelagem matemática.

Os objetivos específicos incluem:

- Quantificar as propriedades ópticas da cobertura de vidro dos painéis fotovoltaicos, incluindo uma avaliação da dependência direcional da emissividade e refletividade superficiais em função do ângulo de observação;
- Caracterizar, sob o ponto de vista metrológico, o procedimento geral de inspeção termográfica de painéis fotovoltaicos, incluindo uma caracterização completa do termovisor por meio de sua incerteza de medição, dentro da faixa de temperaturas de interesse;
- Validar o modelo elétrico-térmico transiente descritivo do comportamento operacional dos painéis fotovoltaicos, sob condições em campo;
- Identificar diferentes características operativas dos painéis fotovoltaicos e sua resposta frente às flutuações nas condições de operação, avaliando os efeitos destas flutuações sobre o desempenho dos módulos em termos de suas curvas características, do deslocamento do ponto de máxima potência e das eficiências de conversão desenvolvidas (máxima e real);
- Validar uma metodologia de correção da temperatura indicada pelos termovisores, aplicável às inspeções termográficas em painéis fotovoltaicos, viabilizando a termografia através da superfície frontal;
- Construir um mapa de desempenho dos painéis da usina, proposto no escopo deste trabalho.

1.2 – Estrutura do documento

O conteúdo do presente trabalho está dividido em sete capítulos. O Capítulo 2 apresenta uma contextualização geral da tecnologia fotovoltaica e as tendências mais recentes de absorção pelo mercado. É dada uma noção introdutória de seu princípio de funcionamento baseado no efeito fotovoltaico e também é feita uma caracterização completa da estrutura interna básica de um módulo solar. Ao final deste capítulo são apresentados os principais mecanismos que contribuem, de forma direta, para a degradação dos painéis e a consequente diminuição de sua vida útil.

O Capítulo 3 começa por uma descrição detalhada do modelo matemático transiente para painéis fotovoltaicos nas perspectivas elétrica, térmica e de transposição de planos para a irradiação solar, mostrando de que forma a integração entre estas três abordagens pode ser utilizada na elaboração de um modelo consistente para determinação das principais características operativas de interesse. Algumas questões de ordem prática, que conduzem à necessidade de monitoramento contínuo da temperatura de operação dos módulos são discutidas ao final deste capítulo.

Os principais conceitos que envolvem a técnica termográfica são basicamente definidos no Capítulo 4. As aplicações da termografia, seus fatores de influência e principalmente suas limitações de uso são discutidas nesta parte do trabalho. É apresentado o modelo matemático de medição que descreve como o termovisor interpreta o sinal de radiação que chega até seus sensores, sendo proposta, em seguida, uma metodologia de correção da temperatura indicada pelos termovisores considerando as condições específicas de um cenário de inspeção termográfica em painéis fotovoltaicos. Também é definida uma metodologia de estimativa da temperatura de céu e, na sequência, são definidas as principais fontes de incerteza que se fazem presentes durante uma inspeção termográfica geral. O capítulo se encerra com uma discussão sobre como a termografia se aplica ao objeto de estudo deste trabalho, que é a Usina Solar TESLA.

A Metodologia do presente trabalho ficou dividida em três partes no Capítulo 5. A parte inicial trata das estratégias de determinação dos parâmetros do circuito equivalente no modelo elétrico e de solução do balanço de energia no regime transiente para as condições reais de operação dos módulos fotovoltaicos. Em seguida, apresenta-se um descritivo dos ensaios de caracterização das propriedades ópticas da superfície dos painéis, dos ensaios de caracterização das incertezas intrínsecas do termovisor, além de uma discussão completa das precauções necessárias durante e depois da realização das inspeções termográficas na Usina TESLA de forma a garantir a confiabilidade dos resultados obtidos. Ao final do capítulo é então apresentada a proposta de diagnóstico dos painéis solares desenvolvida neste trabalho.

Os Capítulos 6 e 7 trazem todos os resultados e as conclusões, respectivamente, a que se chegaram neste trabalho. Seguem-se aos capítulos, as referências bibliográficas utilizadas e os apêndices do trabalho.

Capítulo 2

A TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

2.1 – Campo de aplicação dos sistemas fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos são unidades básicas formadas por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (NBR 10899, 2013). As primeiras observações desta forma de conversão de energia ocorreram ainda no século XIX, no entanto, somente a partir de 1950 o desenvolvimento de dispositivos fotovoltaicos pôde realmente ganhar espaço com a melhora na qualidade de fabricação dos materiais semicondutores de silício cristalino (SESA, 2013).

A tecnologia fotovoltaica experimentou, durante a última década, uma redução de custos da ordem de 75%, tornando-se uma alternativa mais atraente e de maior absorção pelo mercado (ITRPV, 2018). O advento do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) permitiu a conexão de módulos solares à rede pública e alavancou o mercado fotovoltaico, abrindo possibilidade de se injetar diretamente a energia gerada pelos painéis na rede elétrica, gerando o chamado crédito energético. No Brasil, a aplicação do SFCR teve um grande incentivo em abril de 2012, com a publicação da Resolução Normativa 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). São também reportados na literatura outros contextos mais específicos de utilização dos painéis fotovoltaicos tais como a instalação de módulos opacos para cobertura parcial de estufas de plantas ornamentais (CASTELLANO, 2014), desenvolvimento de projetos de veículos movidos por eletricidade (BHATTI, 2015) e aplicações de painéis flutuantes para aproveitamento de área disponível em superfícies aquáticas (SAHU, 2016).

A opção pelo uso de sistemas fotovoltaicos para uma determinada aplicação deve sempre ser sustentada por um estudo de viabilidade do projeto, dadas duas limitações relevantes que esta tecnologia apresenta: sua baixa densidade de energia gerada por unidade de área instalada (W/m^2) e a sua eficiência de conversão inferior comparada a outras soluções disponíveis a partir de fontes não renováveis. Diante deste cenário, projetos de sistemas fotovoltaicos sempre buscam a diminuição do custo da instalação, a maximização de seu desempenho operativo inicial e a minimização da perda de eficiência ao longo do tempo (HAILLANT, 2010).

Uma alternativa a que se recorre para contornar esta questão e, ao mesmo tempo, oferecer flexibilidade à instalação, é a utilização de sistemas híbridos. Neste contexto, uma solução bastante difundida no mercado é o uso integrado de painéis fotovoltaicos e coletores solares, para geração de energia elétrica e, simultaneamente, pré-aquecimento de água. Também são propostos em literatura sistemas de armazenamento por baterias para resolver o obstáculo da geração intermitente (LING, 2014). Sistemas híbridos mais complexos envolvem a integração entre a geração fotovoltaica, a geração eólica e o armazenamento de energia por bombeamento de água (OSKOU EI, 2015).

Algumas das propostas de sistemas híbridos existentes intencionalmente favorecem o desempenho operativo do painel a partir do arrefecimento das células solares. A estreita relação entre a eficiência de conversão, a irradiância solar e a temperatura de operação têm fundamentação através do Efeito Fotovoltaico, que é o fenômeno físico que governa o princípio de funcionamento das células solares.

2.2 – O Efeito Fotovoltaico

O processo de conversão de radiação solar em energia elétrica tem por base física o *Efeito Fotovoltaico*, que pode ser definido como o processo de geração de uma diferença de potencial na junção entre dois materiais diferentes em resposta a uma radiação eletromagnética incidente (JÄGER, 2014). É um fenômeno distinto de outro conhecido como *Efeito Fotoelétrico*, este segundo correspondendo ao comportamento exibido por alguns materiais (geralmente metálicos) de emitir elétrons quando expostos à radiação eletromagnética de determinada frequência.

A luz é constituída por feixes discretos de energia, denominados fótons. Dependendo da quantidade de energia carregada, um fóton ao alcançar a superfície de um material semicondutor pode ser absorvido, transferir energia para a rede cristalina e produzir a quebra de uma ligação química (covalente), fazendo o elétron se deslocar da banda de valência (de menor energia) para a banda de condução (de maior energia). Quando isto ocorre, o elétron excitado se torna um portador de carga, enquanto o vazio ou lacuna deixado na banda de valência também se caracteriza como um portador de carga, porém com carga positiva. A absorção do fóton pelo material, com a consequente geração do par elétron-lacuna, representa uma conversão de energia radiativa em energia química, sendo que o arranjo construtivo da célula solar permite exatamente a conversão desta energia química em energia elétrica.

Existe uma tendência natural de eliminação dos portadores de carga, fazendo com que a estrutura atômica do material retorne ao seu estado fundamental, processo conhecido como recombinação. No interior das células solares, a recombinação precoce do par elétron-lacuna é dificultada pela ação de um campo elétrico existente na região da junção semicondutora. Conforme representado na Figura 2.1, o processo de recombinação do par elétron-lacuna irá acontecer, majoritariamente, após os elétrons atravessarem um circuito externo gerando assim corrente elétrica.

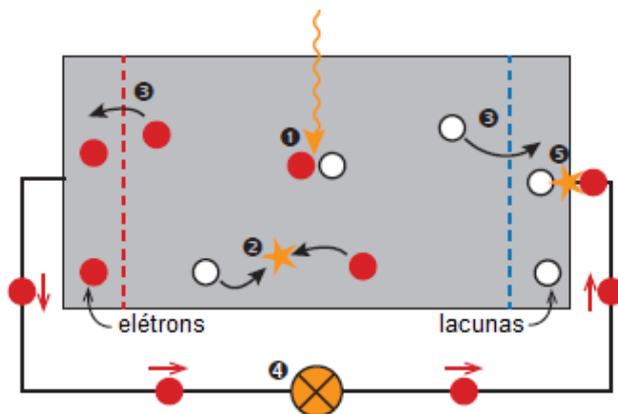


Figura 2.1 – Modelo simplificado de uma célula solar. 1- Geração de um par elétron-lacuna a partir da absorção de um fóton. 2- Recombinação não desejada. 3- Separação dos elétrons e lacunas. 4- Passagem dos elétrons pelo circuito externo. 5- Recombinação do par. (Fonte: JÄGER, 2014)

As células solares comerciais são usualmente constituídas por camadas de silício dopadas com impurezas, a exemplo do fósforo e boro, que aumentam a quantidade de elétrons na banda de condução (silício tipo n) ou de lacunas na banda de valência (silício tipo p), formando o que é conhecido como junção p-n. O potencial interno desta junção é o agente físico responsável por dificultar a recombinação precoce dos elétrons e lacunas, promovendo a passagem dos elétrons através do circuito externo (RUSTEMLI, 2011).

Naturalmente existem perdas que acontecem nesta conversão, duas em especial são definidas em termos de defasagem espectral. O espectro da radiação solar que incide sobre a célula fotovoltaica contém fótons com energia inferior à banda de absorção do material, atravessando toda sua camada sem causar nenhuma interação. Da mesma forma, o excesso de energia dos fótons em um estado energético superior à banda de absorção também não é aproveitado e se converte em calor. Este segundo processo é, isoladamente, responsável por aproximadamente 23% do total da perda de eficiência de conversão da célula (RABADY, 2017).

Mesmo se o problema da defasagem espectral pudesse ser atenuado, existem diversos limites teóricos para a eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica. Uma das formas de observar isto é através de uma análise da eficiência de absorção da célula (JÄGER, 2014). Considerando que o módulo receba irradiância proveniente do Sol à temperatura T_{Sol} e supondo que esta fonte se comporte como um corpo negro, a teoria da radiação declara que:

$$G = \sigma T_{Sol}^4 \Omega_{in} \quad (2.1)$$

Em que Ω_{in} representa o ângulo sólido que a radiação solar incidente forma. De maneira similar nesta análise, a célula solar é também assumida como um corpo negro que emite radiação na temperatura de operação da célula T_c . Logo, seu poder emissivo é dado por:

$$E = \sigma T_c^4 \Omega_{em} \quad (2.2)$$

Em que Ω_{em} representa o ângulo sólido através do qual o módulo emite radiação.

A absorção de radiação pela célula corresponde à diferença entre a irradiância solar incidente e o poder emissivo para o ambiente circundante. Portanto, pode-se afirmar que a eficiência de absorção da célula solar é dada por:

$$\eta_A = \frac{G - E}{G} = 1 - \frac{\Omega_{em} T_c^4}{\Omega_{in} T_{Sol}^4} \quad (2.3)$$

Isto permite concluir que o aumento da temperatura de operação tem um efeito negativo sobre a eficiência de absorção e, conseqüentemente, sobre a eficiência global de conversão da célula solar. Outra conclusão válida é que a eficiência de conversão pode ser melhorada com o aumento do ângulo sólido da radiação solar incidente, solução que pode ser obtida com a utilização de concentradores de discos parabólicos nos painéis com arrefecimento a ar ou água (GAO, 2010).

Apesar da abordagem puramente teórica apresentada, os limites termodinâmicos e as tendências observadas em análises de sistemas ideais podem ser estendidos aos sistemas reais (BORGNAKKE, 2017). Assim como a análise de eficiência energética apresentada, abordagens a partir do ponto de vista da exergia também são propostas na literatura (XYDIS, 2012). No caso das células solares reais, o que de fato ocorre é que além da ineficiência de absorção discutida, diversas outras perdas com maior ou menor destaque estão envolvidas tais como perdas ópticas por reflexão, absorção incompleta da radiação solar devido à espessura finita do material, além das perdas por recombinação e sombreamento (JÄGER, 2014). Outro fator relevante é a eficiência do processo de conversão depender, significativamente, do tipo de material semicondutor empregado, sendo que existe hoje no mercado uma razoável faixa de opções de células comerciais, com suas características, aplicações e custos específicos.

2.3 – Tecnologias e estrutura de células solares

As células solares apresentam atualmente três grandes tecnologias, as quais envolvem diferentes tipos de materiais formadores das camadas sobrepostas da junção. Basicamente, todas têm o propósito de aumentar a eficiência de absorção da radiação solar incidente, contudo, estas três tecnologias se encontram hoje em diferentes estágios de maturidade.

A tecnologia mais consolidada existente é a chamada primeira geração de células solares, da qual fazem parte os módulos de silício monocristalino, silício policristalino e de arsenieto de gálio cristalino (GaAs), este último sendo um composto de estrutura similar à do silício, mas apresentando uma eficiência de conversão superior. A grande quantidade de matéria prima e energia necessária para fabricação deste tipo de células é uma barreira para redução dos custos envolvidos, mesmo para produção em grande escala.

Na intenção de reduzir os custos de produção, pesquisas foram direcionadas para fabricação de células que exigissem uma menor quantidade de material semicondutor. A segunda geração de células solares introduziu no mercado a tecnologia dos filmes finos, com sensível redução de material, sendo desenvolvidos para absorver diferentes partes do espectro solar (ASOWATA, 2014). Dentre os materiais disponíveis, destacam-se o silício amorfo (a-Si), o disselenato de cobre e índio (CIS), o disselenato de cobre índio e gálio (CIGS) e o telureto de cádmio (CdTe).

A terceira geração destaca-se pelo uso de células fotovoltaicas que permitem uma utilização mais eficiente da radiação solar, uma vez que a absorção não acontece em um único *band gap* eletrônico (SWART, 2014). Fazem parte desta tecnologia as células orgânicas (OPV – *Organic Photovoltaics*), as células solares sensibilizadas por corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) e as células multijunção. Por ser uma tecnologia relativamente recente, a física do funcionamento das células da terceira geração ainda tem sido alvo de pesquisas. Além disso, estas células são caracterizadas por sua baixa eficiência de conversão (multijunção é uma exceção), mas exibem grande potencial e algumas vantagens frente às tecnologias estabelecidas principalmente em relação à flexibilidade de instalação e custo de produção.

A maturidade tecnológica de fabricação e significativa abundância da matéria prima de origem fazem com que a produção mundial de módulos fotovoltaicos seja dominada pelas tecnologias de silício monocristalino e silício policristalino (PINHO, 2014). Além disso, a expectativa de mercado é que o desenvolvimento das novas tecnologias faça com que as eficiências dos módulos fotovoltaicos melhorem em um futuro próximo. A Tabela 2.1 apresenta os principais representantes de cada geração de células solares, as respectivas faixas de eficiências em operação e sua máxima eficiência teórica. Também é apresentado um valor médio de custo de cada tipo de módulo.

Tabela 2.1 – Comparação entre as gerações das tecnologias fotovoltaicas

Geração	Tecnologia	Eficiência comercial ^a	Máximo teórico ^a	Custo médio (USD/W) ^b
Primeira	Silício monocristalino	15 - 19 %	30 %	NA
	Silício policristalino	13 - 15 %	30 %	0,52
	GaAs	18 - 19 %	38 %	NA
Segunda	Silício amorfo	5 - 8 %	27 %	0,80
	CIS/CIGS	7 - 11 %	29 %	NA
	CdTe	8 - 11 %	30 %	0,48
Terceira	OPV	3 - 4 %	15 %	NA
	DSSC	1 - 5 %	20 %	NA
	Multijunção	25 - 30 %	68 %	NA

Fonte: (a) SHARAF, 2015; (b) *International Renewable Energy Agency* – IRENA, 2018.

A estrutura básica de uma célula solar de silício cristalino formada por junção simples é apresentada na Figura 2.2. A parte central do conjunto é formada pela união entre uma camada de silício tipo p e uma camada de silício tipo n, dopadas com boro e fósforo, respectivamente, constituindo o par necessário para que o efeito fotovoltaico se manifeste na célula. A primeira camada do módulo é uma cobertura de vidro que tem a função de transmitir grande parte do espectro aproveitável da radiação solar incidente e também de oferecer proteção física contra impurezas e intempéries. A próxima camada é constituída por um módulo encapsulante polimérico que protege as células contra umidade, além de ser responsável por garantir a adesão dos elementos internos.

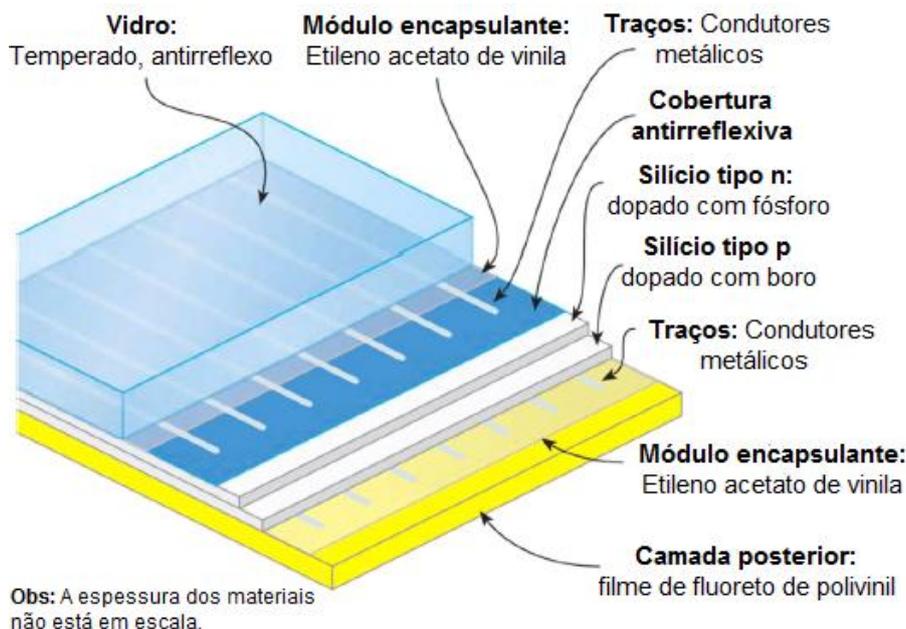


Figura 2.2 – Estrutura típica de uma célula solar de silício cristalino. (Adaptado de: SHARAF, 2015)

Também são apresentados os contatos frontal e posterior, que são condutores metálicos responsáveis por coletar e conduzir a corrente para o circuito externo da célula. Por fim, o conjunto possui em sua base um filme de fluoreto de polivinil com alta emissividade a fim de aumentar a dissipação por radiação, promovendo menor temperatura de operação de célula. É comum que seja aplicada imediatamente antes da junção p-n uma cobertura anti reflexiva para melhorar a eficiência de absorção do conjunto.

Tecnologias mais recentes envolvem a fabricação de células solares com várias camadas de diferentes materiais semicondutores com o objetivo de estender a capacidade de absorção da radiação solar incidente para uma faixa maior de comprimentos de onda. Existem também variações com relação à disposição e geometria das células dentro do módulo, com cada arranjo sendo mais indicado para uma determinada aplicação. A combinação entre a estrutura da célula, a disposição através do módulo e as condições de operação definem quais serão os principais modos de falha do conjunto, impactando diretamente em características como eficiência e vida útil do sistema.

2.4 – Mecanismos de degradação

Ao longo da vida útil, um sistema fotovoltaico irá experimentar um processo progressivo de perda de eficiência como resultado de diversos fatores que atuam na célula solar, no módulo fotovoltaico ou, de forma mais geral, em toda a instalação (NDIAYE, 2014). Estes fatores podem ter origem em reações químicas indesejadas, agentes físicos ou mesmo em falhas no processo de fabricação dos materiais, sendo que o conhecimento dos principais mecanismos de degradação permite criar estratégias preventivas e obter um melhor desempenho dentro do sistema.

São diversos os agentes capazes de promover a degradação dos módulos fotovoltaicos. Parâmetros como radiação solar incidente, intensidade de raios ultravioleta (UV), umidade relativa, temperatura e tensão de operação são alguns dos exemplos mais típicos destes agentes. Dentre estes, a temperatura de operação do dispositivo se destaca, pois atua como elemento catalizador de uma série de reações químicas prejudiciais à eficiência do módulo. A reação entre oxigênio e boro na rede cristalina da junção, conhecida como degradação induzida pela luz (LID – *Light Induced Degradation*) e a migração de íons de sódio para a superfície do vidro que protege o módulo, denominada degradação induzida pelo potencial (PID – *Power Induced Degradation*), são dois grandes exemplos de reações químicas que pioram a eficiência de conversão do conjunto e são favorecidas pela temperatura de operação (SANT’ANNA, 2015).

Os aspectos construtivos do equipamento, o procedimento de fabricação e a composição dos materiais constituintes influenciam na taxa de degradação do conjunto, sendo difícil admitir um valor único aplicável de forma universal. Podem ser encontradas na literatura estimativas de queda de eficiência variando em uma faixa razoavelmente ampla entre 0,3% e 0,9% por ano, para diferentes tecnologias de células. No entanto, salienta-se que, além dos fatores citados, a taxa de degradação também é influenciada pelas condições ambientais e geográficas (PARK, 2017). De forma comparativa, os módulos de silício monocristalino se degradam mais que os de silício policristalino, e estes, por sua vez, têm degradação mais acelerada que os módulos de silício amorfo (JORDAN, 2011). Sem distinguir pelo tipo construtivo, na Figura 2.3 estão representados os principais mecanismos de degradação específicos de cada elemento constituinte de um módulo típico de silício.



Figura 2.3 – Mecanismos de degradação nos módulos fotovoltaicos de silício. (Adaptado de: PINHO, 2014)

A presença de sujeira e detritos na parte frontal dos módulos pode ocasionar uma diminuição relativa de até 10% na eficiência do dispositivo, comparado a um módulo completamente limpo. Este efeito negativo pode ser ainda maior em instalações próximas a fontes de poeiras tais como fábricas, praias ou desertos (SANT’ANNA, 2015). Para evitar tais efeitos de sombreamento parcial, é recomendada limpeza periódica da superfície envidraçada do módulo.

O encapsulamento dos módulos normalmente é fabricado de etileno acetato de vinila (EVA – *Ethylene Vinyl Acetate*). Este copolímero se degrada pela exposição prolongada à radiação ultravioleta e a altas temperaturas, processo conhecido como degradação fototérmica. Isto gera uma tendência de perda de aderência ou mesmo a separação entre as camadas internas do módulo, sendo os processos mais comuns a delaminação e a formação de bolhas na interface entre o vidro e as células solares. Outra degradação comum nesta camada é o processo de descoloração, através do qual o material adquire uma tonalidade entre o amarelo e marrom, o que modifica a quantidade de radiação solar que chega às células e diminui a potência gerada pelo módulo (MUNOZ, 2011).

A entrada de umidade pelas bordas do módulo promove a oxidação dos condutores metálicos, prejudicando a eficiência do painel uma vez que este processo aumenta de forma substancial a corrente de fuga (NDIAYE, 2013). A tendência de redução da espessura dos módulos para economia no custo de fabricação tornou as unidades mais frágeis, suscetíveis a quebras e fissuras. Este tipo de falha normalmente é seguido por outros tipos de degradação tais como corrosão, descoloração e delaminação, estes já descritos anteriormente. A Figura 2.4 reúne exemplos de alguns dos mecanismos de degradação que ocorrem em módulos fotovoltaicos.

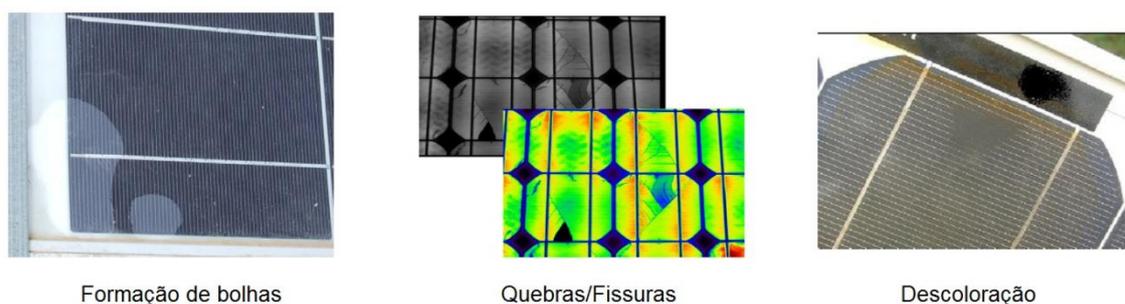


Figura 2.4 – Manifestação de degradação em módulos fotovoltaicos. (Fonte: MUNOZ, 2011; SASTRY, 2010)

Na literatura, reporta-se uma série de outros mecanismos de degradação dos módulos fotovoltaicos que prejudicam o seu desempenho em operação. Dentre estes, são citadas a degradação do revestimento antirreflexo, a falha elétrica por curto circuito em decorrência do fechamento de contatos no processo de corrosão, a falha no diodo *bypass* e a formação de regiões sobreaquecidas (*hot spots*) em áreas específicas do módulo seja por motivos de sombreamento ou por quebra de alguma célula solar.

Para a identificação de alguns destes processos, uma simples inspeção visual na planta não é suficiente (KOPP, 2012). Para auxiliar na avaliação do desempenho dos módulos, outras ferramentas também são utilizadas a exemplo da espectroscopia, da técnica de eletroluminescência e a termografia infravermelha. Desenvolver soluções para aumentar a eficiência dos painéis e, ao mesmo tempo, aplicar ferramentas de monitoramento individual são requisitos que melhoram o desempenho global do sistema e, consequentemente, a sua viabilidade econômica.

Capítulo 3

CARACTERIZAÇÃO DO PAINEL E AVALIAÇÃO DA TEMPERATURA DE OPERAÇÃO

Desde que a tecnologia fotovoltaica começou a ganhar espaço no mercado, existe um grande esforço por parte de desenvolvedores do produto e pesquisadores em elaborar modelos determinísticos, de simulação computacional ou estatísticos que representem adequadamente a operação dos painéis. A aceitação é maior para abordagens que reproduzam melhor a realidade de operação em campo, na qual múltiplos fatores interferem na eficiência de conversão das células solares, diferente dos valores ótimos obtidos através de testes em laboratório.

O mercado hoje é amplamente dominado pelas tecnologias de silício monocristalino e silício policristalino, em que se sabe que para este tipo de células fotovoltaicas mais de 75% da radiação solar incidente não é convertida no processo. Uma parte desta radiação não alcança a célula por causa da reflexão e outra grande parcela é convertida em calor, reduzindo o desempenho do módulo, já que estima-se um decaimento de 0,4% a 0,5% na eficiência para cada 1°C de aumento de temperatura (HERNÁNDEZ, 2013). A explicação física para este efeito é que o processo de aquecimento diminui o *band gap* do material, o que significa que a parcela útil do espectro da radiação solar vai se tornando cada vez menor.

Identifica-se na literatura que os trabalhos mais completos voltados para a caracterização dos módulos fotovoltaicos contemplam dois aspectos principais (HASAN, 2016): um primeiro aspecto envolvendo a questão elétrica de representação do circuito equivalente buscando prever as características corrente-tensão ($I \times V$) e potência-tensão ($P \times V$) do painel, e um segundo aspecto envolvendo a avaliação da influência de determinados parâmetros sobre características de desempenho dos painéis tais como radiação solar, temperatura e sombreamento, seguidos por verificação experimental.

O presente capítulo é dividido em duas partes. Primeiramente, é apresentado um modelo matemático geral para caracterização da operação dos módulos fotovoltaicos nas perspectivas elétrica, térmica e de transposição de planos da radiação solar incidente. Este modelo também se estende para qualquer associação de painéis, porém, uma análise de conjunto está fora do escopo do presente trabalho. Ao final do capítulo é discutida a necessidade de monitoramento da temperatura de operação e as ferramentas disponíveis para este fim.

3.1 – Modelagem da operação de uma célula solar

A modelagem matemática tem sido amplamente utilizada para tratar o problema da caracterização da operação de módulos fotovoltaicos. Análises estatísticas de conjuntos de dados para treinamento de modelos por redes neurais (GULIN, 2013), uso de programas para simulação computacional (YAHYA, 2013) ou criação de protótipos para testes experimentais (AKWA, 2013) fornecendo dados para modelos empíricos são também opções existentes na literatura, cada uma apresentando seu próprio conjunto de limitações. A opção pelo modelo elétrico-térmico apresentado neste trabalho tem como objetivo a rápida verificação dos fatores que influenciam a eficiência das células solares e, pela sua característica transiente, a possibilidade de estimar esta eficiência a qualquer instante do dia.

Um modelo confiável e preciso ajuda na predição da potência líquida de saída da planta quando ocorrerem variações das condições ambientais (HASAN, 2016). Para alcançar este objetivo, deve-se levar em conta os aspectos elétricos e térmicos mais importantes e como estes se relacionam com as condições de operação impostas, em particular a radiação solar incidente na superfície do painel e a temperatura ambiente.

De forma bem resumida, a célula solar pode ser representada através de um circuito elétrico equivalente. A obtenção dos parâmetros elétricos deste circuito não é tão direta, mas depois de corretamente determinados, esta representação (modelo elétrico) é capaz de descrever o comportamento das curvas características $I \times V$ e $P \times V$ do painel em função da sua temperatura de operação (resultado do modelo térmico) e da irradiância solar transposta para o plano inclinado (resultado do modelo de irradiação) como dados de entrada. A Figura 3.1 mostra esquematicamente os principais elementos do modelo matemático para os painéis.

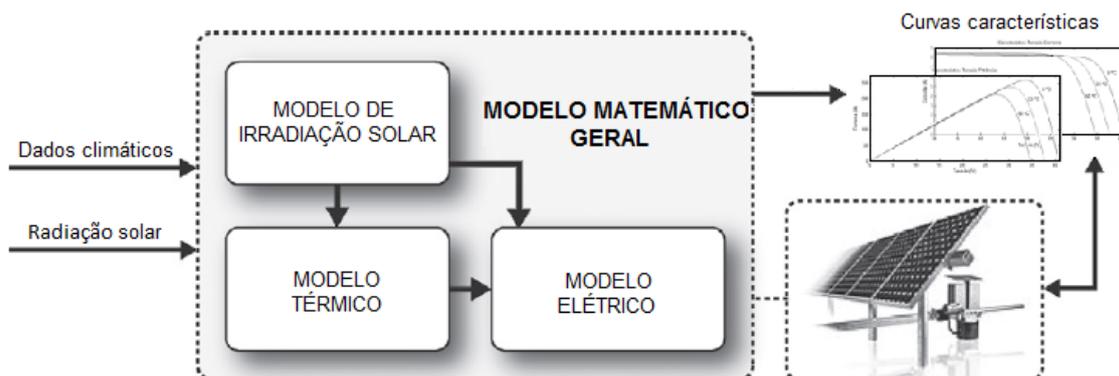


Figura 3.1 – Diagrama esquemático do modelo geral para painéis solares. (Adaptado de: GULIN, 2013)

Nas próximas subseções, é apresentado cada um dos modelos que fazem parte deste diagrama: o modelo elétrico da célula solar, o modelo térmico por balanço de energia e o modelo de irradiação, que transpõe a irradiância solar para o plano de inclinação do painel a partir das parcelas direta e difusa da irradiância global no plano horizontal. Apesar do tratamento superficial da física dos materiais semicondutores, o conjunto de equações gerado pelo modelo já tem relativa complexidade, apresentando característica fortemente não linear. As abordagens para solução do modelo são apresentadas na Seção 5.1.

3.1.1 – Representação por circuito elétrico equivalente

A obtenção da característica $I \times V$ de um módulo é um passo fundamental para otimizar o projeto e dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. A partir deste tipo de curva é possível identificar o ponto de máxima potência (PMP) do módulo e projetar o sistema para trabalhar o mais próximo possível desta condição. O PMP de um painel se altera constantemente em função, principalmente, da radiação solar incidente e da temperatura ambiente, além de variações no movimento aparente do Sol ao longo do dia e do ano e de efeitos de sombreamento que possam influenciar a temperatura de operação da célula. Isto ressalta a importância que a modelagem elétrica do painel possui, pois permite avaliar o impacto destas alterações sobre a curva característica do módulo e, portanto, sobre a eficiência de conversão desenvolvida.

Uma célula fotovoltaica pode ser idealizada por meio de um circuito elétrico equivalente, em que o processo de conversão da radiação solar passa a ser representado neste circuito como uma fonte de corrente contínua. Os efeitos dissipativos e de corrente de fuga são introduzidos por meio de resistências, em série e paralelo respectivamente, no modelo. Com relação ao número de diodos utilizados no circuito elétrico equivalente, o modelo de um diodo é o mais reportado na literatura por sua relativa simplicidade, embora existam representações mais completas para as células solares introduzindo um ou mais diodos extras (CRISTALDI, 2012). A Figura 3.2 mostra esquematicamente os modelos de um diodo e de dois diodos para representação do circuito elétrico da célula.

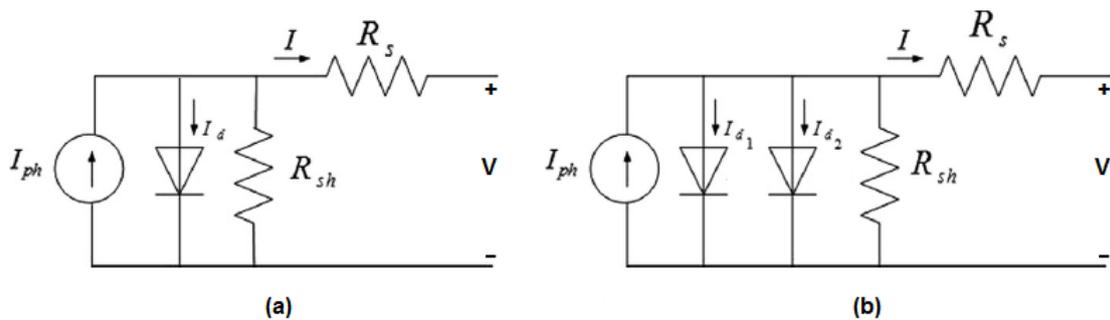


Figura 3.2 – Circuito elétrico equivalente da célula solar. (a) Modelo de 1 diodo; (b) Modelo de 2 diodos. (Fonte: HASAN, 2016)

Pela física do efeito fotovoltaico, a corrente gerada na fonte (I_{ph}) tem proporção direta com a irradiância solar que alcança a célula, pois quanto mais energia chega à junção sem, mais elétrons migram para a banda de condução e atravessam o circuito externo. O primeiro diodo do circuito elétrico representa o processo de difusão de portadores de carga minoritários através das camadas e o segundo diodo, quando introduzido, corresponde ao processo de recombinação precoce do par elétron-lacuna ocorrendo na região da junção (ADAMO, 2011). A resistência em série (R_s) descreve a queda de tensão por meio de perdas ôhmicas na junção, nos condutores e também nas interfaces. A outra, denominada resistência paralela (R_{sh}), descreve as perdas de corrente por meio de ligações elétricas entre os extremos da célula e também as perturbações na junção (ASSUNÇÃO, 2014). Em uma célula ideal, a resistência em série é nula pela ausência de perdas internas e a resistência paralela é infinita, mitigando qualquer perda de corrente.

De uma forma comparativa, o modelo de dois diodos é mais preciso e representa melhor o comportamento real das células solares (SUTHAR, 2013). No entanto, o desempenho mais satisfatório do modelo vem acompanhado de uma significativa complexidade computacional, devido a maior quantidade de variáveis envolvidas e ao fato de que os parâmetros elétricos do circuito, em sua maioria, não são diretamente fornecidos pelo fabricante nem são de fácil estimativa. Por outro lado, o modelo de um diodo é mais simples, mas não descreve muito bem o comportamento da célula solar em certas condições tais como próximo à tensão de circuito aberto ou quando a célula experimenta uma variação muito grande de temperatura (AHMAD, 2016). No geral, pelo menor esforço computacional e a razoável exatidão obtida, o modelo de um diodo é muito mais abordado e utilizado na literatura comparado às demais propostas de modelagem do circuito elétrico da célula solar, sendo que esta foi a abordagem utilizada neste trabalho.

Pela representação da Figura 3.2, percebe-se que a corrente que efetivamente chega aos terminais da célula é só uma parcela da corrente gerada pelo efeito fotovoltaico (I_{ph}), devendo ser descontadas a corrente que atravessa o diodo e a corrente de fuga, como apresentado (AHMAD, 2016):

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{n_i V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

O segundo termo do lado direito da Equação (3.1) é uma expressão básica utilizada para caracterização de diodos, conhecida como Equação de *Shockley* para o diodo ideal. A tensão atuante sobre o diodo corresponde à tensão dos terminais da célula solar acrescida da quantidade IR_s perdida através da resistência em série do circuito. A expressão também introduz o fator de idealidade do diodo (n_i) e a tensão térmica (V_T), dada por:

$$V_T = \frac{k_b T_c}{q} \quad (3.2)$$

Em que,

- k_b = Constante de Boltzmann, $k_b = 1,38 \times 10^{-23}$ [J/K];
- T_c = Temperatura de operação da célula [K];
- q = Carga elementar do elétron, $q = 1,60 \times 10^{-19}$ [C].

Conforme mencionado, a irradiância influencia de forma direta na corrente gerada pela célula solar (I_{ph}), sendo que sob condições em campo seu valor é diferente do valor obtido a partir das condições padrão de ensaio (STC – *Standard Test Condition*)¹. Esta correção pode ser feita a partir da expressão (AHMAD, 2016):

$$I_{ph} = \frac{G}{G_0} [I_{sc0} + \alpha_{sc}(T_c - T_0)] \quad (3.3)$$

Em que I_{sc0} é a corrente de curto circuito obtida em condições STC, valor que é normalmente informado pelo fabricante. A irradiância em campo é denotada por G nesta expressão e α_{sc} representa o coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito [$mA/^\circ C$].

¹ A condição padrão de ensaio é dada por uma temperatura de célula de 25°C, irradiância solar de 1.000W/m² e espectro solar para massa de ar igual a 1,5 (IEC, 2016b; IEC 2016c).

A corrente de saturação do diodo (I_o) também recebe influência direta da temperatura de operação da célula solar. Esta dependência é expressa por (HAYRETTIN, 2013):

$$I_o = \frac{I_{sc0} + \alpha_{sc}(T_c - T_0)}{\exp\left(\frac{V_{oc0} + \beta_{oc}(T_c - T_0)}{nV_T}\right) - 1} \quad (3.4)$$

Em que V_{oc0} é a tensão de circuito aberto em condições STC, parâmetro que é usualmente informado pelo fabricante ou obtido diretamente da curva característica da célula. Na expressão, β_{oc} denota o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto [$mV/^\circ C$].

Um módulo fotovoltaico é formado por um arranjo série/paralelo de células solares. As células que estão associadas em série contribuem para o incremento da tensão total entre os terminais do módulo, enquanto grupos em paralelo somam suas correntes individuais geradas em cada trecho. As equações anteriormente apresentadas são originalmente desenvolvidas para as células solares, mas podem ser estendidas aos módulos desde que se conheça o total de células em paralelo (N_p) e em série (N_s) do conjunto e aplicando relações básicas, supondo o arranjo com células solares idênticas (HAYRETTIN, 2013).

$$I_{ph,tot} = N_p I_{ph} \quad (3.5)$$

$$I_{o,tot} = N_p I_o \quad (3.6)$$

$$R_{s,tot} = \frac{N_s}{N_p} R_s \quad (3.7)$$

$$R_{sh,tot} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh} \quad (3.8)$$

$$n_{tot} = N_s n \quad (3.9)$$

Utilizando os parâmetros globais das Equações (3.5) a (3.9) no modelo para célula solar, tem-se que a Equação (3.1) passa a representar a curva característica $I \times V$ real do módulo, já corrigidas as influências da radiação solar e temperatura de operação em seu resultado. Apesar da aparente simplicidade, o sistema de equações tem comportamento fortemente não linear (ABID, 2015) e requer aplicação de alguma ferramenta numérica de solução, sendo amplamente utilizado o Método de *Newton-Raphson* em sua versão estendida para sistemas. Devido à forte não linearidade, a curva característica torna-se muito sensível aos parâmetros elétricos do circuito, dentre os quais as resistências R_s e R_{sh} e o fator de idealidade do diodo n_i não são informações normalmente disponíveis nas especificações do produto e nem são de fácil estimativa.

Na literatura existem diversas abordagens para tratar do problema da determinação dos parâmetros do circuito elétrico equivalente. Alguns autores preferem adotar estratégias de representação matemática das curvas $I \times V$, em que os coeficientes calculados para estas funções servem como estimativa dos parâmetros elétricos do circuito. Exemplos desta abordagem são a utilização de funções de Gompertz (BARUKCIC, 2015) e de equações circulares (ZAPLATILEK, 2012). A utilização de formas reduzidas do modelo original (LAUDANI, 2014) e a obtenção experimental dos parâmetros a partir da avaliação do PMP do módulo (HASAN, 2016) são também reportadas na literatura.

A Figura 3.3 ilustra um exemplo típico de uma curva característica $I \times V$ de um painel fotovoltaico. A informação mais imediata que se obtém é a potência produzida pelo módulo dada pelo produto entre o par ordenado corrente e tensão do ponto de operação momentaneamente estabelecido. A corrente de curto circuito (I_{sc}) corresponde à máxima corrente gerada pelo módulo na condição em que a tensão através de seus terminais é nula. No outro extremo da curva, tem-se a tensão de circuito aberto (V_{oc}) correspondente ao maior valor possível, acompanhado por uma corrente nula. Estas duas situações, em destaque nos pontos A e E da Figura 3.3, naturalmente não geram potência alguma.

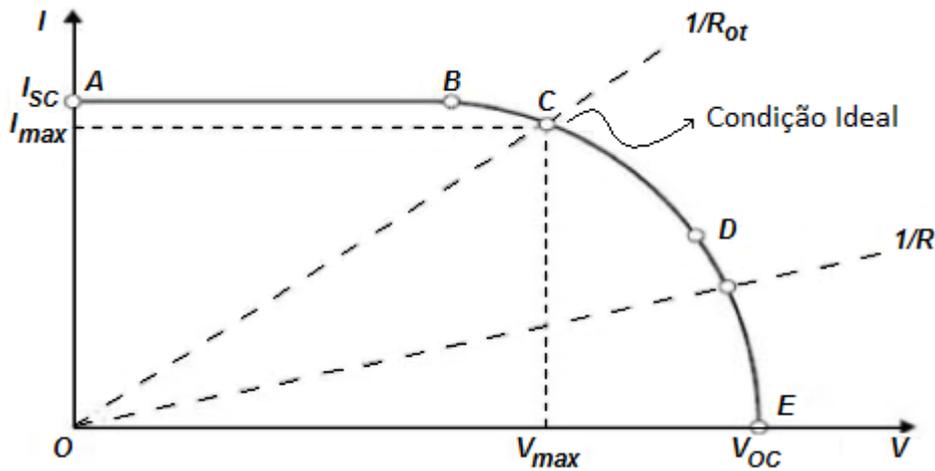


Figura 3.3 – Curva corrente x tensão representativa de uma célula solar. (Fonte: RUSTEMLI, 2011)

O ponto de operação do painel é dado pela interseção entre sua curva característica e a carga resistiva do arranjo através do qual seus terminais estão ligados, representada pela reta com inclinação $\varphi = 1/R$ na Figura 3.3. Quando a carga é pequena, o painel opera na região AB da curva e a célula solar atua praticamente como uma fonte de corrente contínua com valor muito próximo da corrente de curto circuito. Por outro lado, a carga elevada traz o ponto de operação para a região DE , na qual o comportamento da célula se assemelha ao de uma fonte de tensão constante, de valor próximo à tensão de circuito aberto (RUSTEMLI, 2011). A condição ideal de utilização do módulo é no ponto C , que corresponde ao PMP do módulo. Como pode ser observado, a corrente e a tensão deste ponto de fato não assumem os maiores valores possíveis para o painel, mas equivalem aos valores ótimos nos quais a potência gerada é maximizada.

Com o aumento de temperatura da célula, a corrente de curto circuito aumenta enquanto a tensão de circuito aberto diminui, mas não na mesma proporção, o que provoca uma sensível alteração na potência entregue pelo módulo. A partir dos coeficientes de temperatura definidos anteriormente e da condição STC, a variação nestes dois parâmetros pode ser estimada a partir das expressões (FADIGAS, 2013):

$$I_{sc} = I_{sc0}(1 + \alpha_{sc}\Delta T) \quad (3.10)$$

$$V_{oc} = V_{oc0}(1 + \beta_{oc}\Delta T) \quad (3.11)$$

Cabendo salientar que β_{oc} é um coeficiente negativo, pois V_{oc} diminui com a temperatura.

Apenas por simplicidade de manipulação algébrica, os coeficientes α_{sc} e β_{oc} presentes nas Equações (3.10) e (3.11) tiveram suas unidades reduzidas a $[\text{°C}^{-1}]$, sem comprometer o significado físico de cada uma. Apesar de deixar explícita a influência da temperatura somente para a corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto, a corrente e tensão em todos os outros pontos variam na mesma proporção que I_{cc} e V_{ca} , respectivamente. Portanto, a variação da potência produzida pelo módulo será:

$$\begin{aligned}
 P &= (I + \Delta I)(V + \Delta V) \\
 &= I_o(1 + \alpha_{sc}\Delta T)V_o(1 + \beta_{oc}\Delta T) \\
 &= P_o[1 + \beta_{oc}\Delta T + \alpha_{sc}\Delta T - \alpha_{sc}\beta_{oc}\Delta T^2] \\
 &= P_o[1 + (\alpha_{sc} + \beta_{oc})\Delta T]
 \end{aligned}
 \tag{3.12}$$

A influência da temperatura na potência produzida pelo módulo via Equação (3.12) é qualitativamente representada na Figura 3.4. Nela pode-se observar que a eficiência do painel é pior em temperaturas mais altas, dado que a potência máxima gerada é menor nesta condição. Isto decorre do fato de que o aumento de temperatura influencia mais a queda de tensão na célula do que o aumento da corrente, resultando em um valor absoluto de β_{oc} (negativo) maior que α_{sc} na Equação (3.12). Como exemplo, o painel fotovoltaico objeto de estudo deste trabalho apresenta, segundo dados do fabricante, coeficientes $\alpha_{sc} = 0,0006 \text{ °C}^{-1}$ e $\beta_{oc} = -0,0037 \text{ °C}^{-1}$. Outro ponto importante é que, para diferentes temperaturas, o PMP do módulo não acontece na mesma tensão.

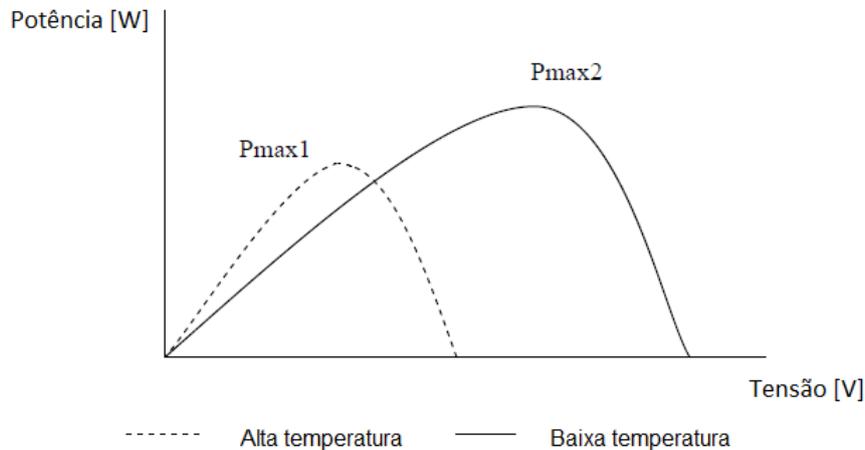


Figura 3.4 – Efeito da temperatura na curva $P \times V$ do módulo. (Fonte: FADIGAS, 2013)

Com o objetivo de maximizar a potência de saída em uma ampla faixa de temperaturas, o sistema fotovoltaico é normalmente projetado para diminuir a tensão de saída e buscar a potência P_{max1} , se a temperatura de operação estiver alta, ou, por outro lado, aumentar a tensão de saída até se aproximar de P_{max2} , se a temperatura do painel estiver baixa. Este ajuste contínuo pode ser feito por um controlador de carga SPMP (Seguidor do Ponto de Máxima Potência) no sistema.

Na literatura podem ser encontradas diversas técnicas de elaboração dos algoritmos de controle para os SPMP em sistemas fotovoltaicos, sendo que uma boa quantidade de estudos comparativos é realizada (VERMA, 2018). Três abordagens muito utilizadas são os métodos da Condutância Incremental (IncCond) (LOKANADHAM, 2012), o método Perturbar e Observar (P&O) e de lógica Fuzzy (BOUNECHBA, 2014).

3.1.2 – Modelo de irradiação solar

O modelo de irradiação se propõe a descrever como o recurso solar efetivamente chega à superfície inclinada dos painéis e como este recurso pode ser mais bem aproveitado. Em um contexto geral, este conhecimento é útil no projeto da instalação fotovoltaica, pois permite inclinar os módulos de maneira favorável à absorção da radiação solar, melhorando a eficiência de conversão. No contexto específico deste trabalho, o modelo de irradiação transpõe o fluxo incidente para a direção normal ao plano de inclinação do módulo, a partir das parcelas direta e difusa da irradiância global medidas no plano horizontal.

O fluxo de radiação emitido pelo Sol chega à atmosfera terrestre com uma magnitude padrão, denominada constante solar. Contudo, este fluxo radiativo é sujeito a flutuações, principalmente em função da oscilação da distância entre planeta e Sol, além da própria variação da atividade solar. O valor amplamente assumido na literatura para a constante solar é $G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$ (DUFFIE, 2013). Em termos de disponibilidade, o fluxo que efetivamente chega ao nível da superfície do planeta não se aproxima deste valor por diversos fatores: primeiro pelo processo de atenuação atmosférica e, em seguida, pelo fato de que variáveis tais como localização geográfica e estação do ano alteram significativamente o nível de radiação solar incidente em uma determinada localidade.

Ao atravessar as camadas da atmosfera, a radiação solar interage com as moléculas do ar, vapor d'água, poeira e demais partículas em suspensão presentes, sofrendo efeitos de absorção, espalhamento e reflexão, resultando em um espectro solar terrestre (AM1.5D)² mais atenuado que o extraterrestre (AM0)², conforme representado na Figura 3.5. Nesta figura também podem ser observadas as diferentes bandas de absorção de algumas das moléculas que compõem a atmosfera terrestre, evidenciando a influência de cada uma nas faixas do infravermelho, visível e ultravioleta.

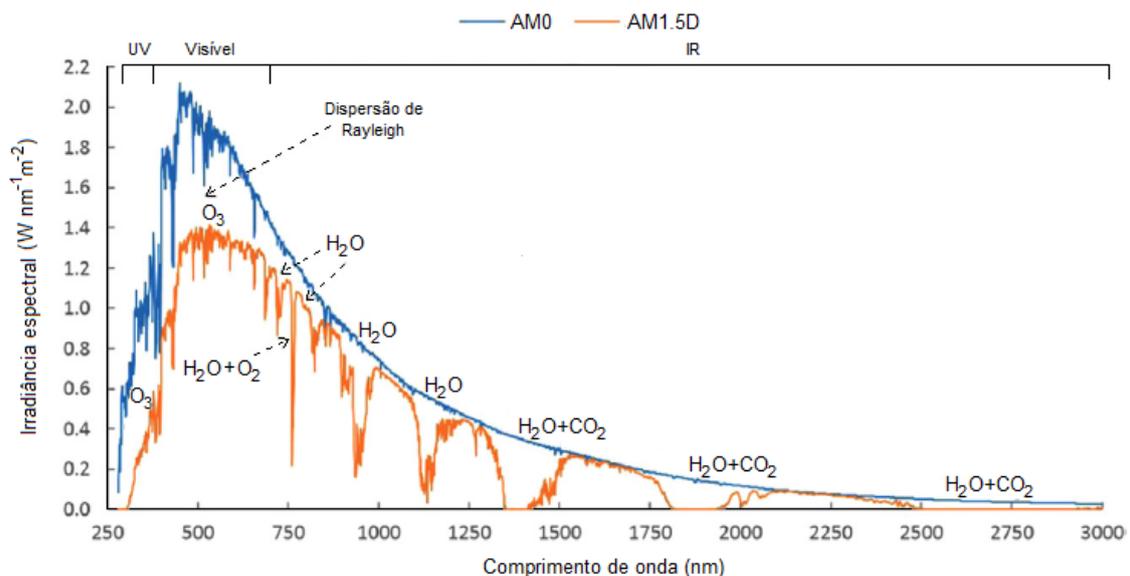


Figura 3.5 – Espectro de radiação solar extraterrestre (AM0) e terrestre (AM1.5D) com suas respectivas bandas de absorção molecular. (Adaptado de: SHARAF, 2015)

² No campo da energia solar, AM (*Air Mass*) é utilizado para determinar o quão maior é a trajetória da radiação solar relativa à trajetória que seria executada, caso o ângulo de zênite solar fosse nulo. Portanto, AM é um número adimensional que indica quantas vezes a trajetória da radiação solar é maior que a espessura da atmosfera terrestre (MELO, 2012).

A Figura 3.5 também mostra que grande parte do espectro da radiação solar se encontra nas faixas de maior frequência. De fato, de todo o intervalo de comprimentos de onda possíveis para a radiação solar, aproximadamente 97% (FADIGAS, 2013) está contido entre 0,3 a 3,0 μm , o que classifica esta radiação como do tipo ondas curtas. No entanto, o fenômeno de absorção que ocorre através da atmosfera faz com que a fração absorvida pelas moléculas seja, posteriormente, emitida em todas as direções na forma de radiação térmica infravermelha, portanto de ondas longas. Quando as moléculas do meio de propagação têm dimensão pequena comparada ao comprimento de onda da radiação solar, como o caso das moléculas do ar, ocorre um tipo particular de espalhamento conhecido como dispersão de Rayleigh (SHARAF, 2015). Como resultado, tem-se o espalhamento quase uniforme em todas as direções, além de gerar a decomposição cromática da luz.

Em um caso geral, um corpo qualquer em campo aberto fica exposto a três formas de radiação solar: direta, difusa e refletida. Denomina-se radiação solar direta a parcela que atravessa a atmosfera sem sofrer interações, a menos de efeitos ópticos de refração, incidindo diretamente sobre a superfície. A radiação solar difusa é a fração da radiação que sofreu reflexão ou espalhamento ao longo do percurso e, então, atinge a superfície dos corpos advinda de outras direções que não àquela do Sol. A última parte se refere à radiação solar refletida, sendo que esta depende das características do solo e da inclinação da superfície. Se tratadas em termos de irradiância, a soma destas três parcelas recebe o nome de irradiância solar total³. A Figura 3.6 ilustra as três formas de radiação solar que podem incidir sobre uma superfície genérica.

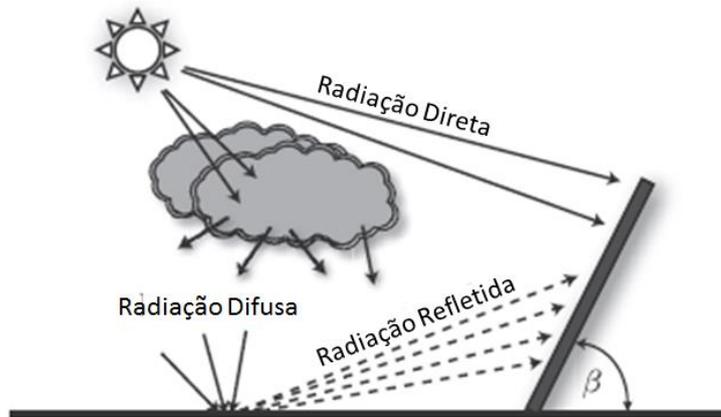


Figura 3.6 – Frações da radiação solar sobre uma superfície inclinada. (Adaptado de: GULIN, 2016)

No caso de um painel fotovoltaico com inclinação dada pelo ângulo β da Figura 3.6, uma solução para caracterização da radiação solar é a instalação de um medidor de irradiância total, denominado piranômetro⁴, realizando a medição no mesmo plano de referência do painel. No entanto, piranômetros são instrumentos com custos de aquisição e principalmente de manutenção altos (CARULLO, 2010), sendo inviável a instalação de vários em plantas de pequeno porte. A solução que normalmente se emprega é utilizar dados de irradiância de alguma estação meteorológica próxima ao sistema e transpor os valores registrados para o plano inclinado, já que os medidores ficam alinhados com o plano horizontal.

³ A associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 2013) define *irradiância total* em termos de fluxo de potência incidente sobre uma superfície inclinada e *irradiância global* em termos de fluxo de potência incidente sobre uma superfície horizontal. No entanto, ambas expressões são usadas indistintamente na literatura.

⁴ Nestes casos, é também comum o uso de *células de referência*. São células fotovoltaicas instaladas em curto circuito, sendo a irradiância solar total inferida a partir da corrente gerada.

Na literatura são reportados vários modelos utilizados para calcular a irradiância solar total incidente em superfícies inclinadas a partir do conhecimento da irradiância global. A maior diferença encontrada está em considerar se a radiação solar difusa é isotropicamente distribuída no céu, o que implica considerar se sua magnitude é uniforme ao longo de todo hemisfério celeste. Vários estudos comparativos para estes tipos de modelos já foram realizados, sendo que existe uma melhor adequação dos modelos isotrópicos para condições de maior nebulosidade do céu e dos modelos anisotrópicos para condições de menor nebulosidade (NAVARRO, 2018). Para os cálculos neste trabalho, o modelo de céu isotrópico proposto por (LIU & JORDAN, 1963) e o modelo de céu anisotrópico proposto por Hay-Davies-Klucher-Reindl (REINDL, 1990) são usados para transpor a irradiância global para o plano de inclinação do painel nas condições de céu nublado e claro, respectivamente. A opção pela utilização destes modelos, nas respectivas condições de céu mencionadas, acompanha os resultados obtidos por Navarro (2018), após cuidadoso tratamento estatístico de dados de irradiância solar, em estudo correlato desenvolvido para a Usina Solar TESLA. Conforme mencionado anteriormente, a irradiação solar total incidente em uma superfície (nesta seção tratada em termos de irradiância) pode ser decomposta nas parcelas direta, difusa e refletida. Esta decomposição pode ser feita em qualquer direção, sendo de particular interesse a direção normal ao plano inclinado do painel. Portanto:

$$G_{t,i} = G_{dir,i} + G_{dif,i} + G_{r,i} \quad (3.13)$$

Em que o índice i denota que as variáveis se referem à direção normal ao plano inclinado.

Modelo de céu isotrópico:

Segundo o modelo isotrópico de (LIU & JORDAN, 1963), as componentes da irradiância total no plano de inclinação dos painéis podem ser reescritas em termos das componentes da irradiância global obtida no plano horizontal, conforme mostrado (DUFFIE, 2013):

$$G_{t,i} = G_{dir}R_{dir} + G_{dif} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + \rho_s G \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (3.14)$$

Em que G_{dir} e G_{dif} representam as parcelas direta e difusa da irradiância solar global (G) em relação ao plano horizontal. Ainda com relação à Equação (3.14), R_{dir} é chamado de fator geométrico e é calculado através da Equação (3.15) (DUFFIE, 2013):

$$R_{dir} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (3.15)$$

No entanto, a aproximação do fator geométrico R_{dir} dada pela Equação (3.15) é indicada apenas para as horas centrais do dia, não sendo consistente próximo aos horários do nascer e pôr do Sol (NAVARRO, 2018). Para este período, a literatura indica outra aproximação para este fator (DUFFIE, 2013):

$$R_{dir} = \frac{a}{b} \quad (3.16)$$

$$a = (\text{sen}\delta \text{sen}\phi \cos\beta - \text{sen}\delta \cos\phi \text{sen}\beta \cos\gamma) \frac{\pi}{180} (\omega_2 - \omega_1) + (\cos\delta \cos\phi \cos\beta + \cos\delta \text{sen}\phi \text{sen}\beta \cos\gamma) (\text{sen}\omega_2 - \text{sen}\omega_1) - (\cos\delta \text{sen}\beta \text{sen}\gamma) (\cos\omega_2 - \cos\omega_1) \quad (3.17)$$

$$b = (\cos\delta \cos\phi) (\text{sen}\omega_2 - \text{sen}\omega_1) + (\text{sen}\delta \text{sen}\phi) \frac{\pi}{180} (\omega_2 - \omega_1) \quad (3.18)$$

Os diversos ângulos que aparecem nestas equações definem as trajetórias aparentes do Sol acima do horizonte em relação ao painel. O modelo de irradiação solar só é útil se estes parâmetros puderem ser corretamente determinados. Começando pelas Equações (3.14) e (3.15), surgem alguns ângulos de especial interesse, sendo estes: o ângulo formado entre a direção da radiação solar e a direção normal à superfície do módulo (θ), o ângulo de inclinação do painel em relação à horizontal (β) e o ângulo de zênite do Sol (θ_z), mostrados na Figura 3.7.

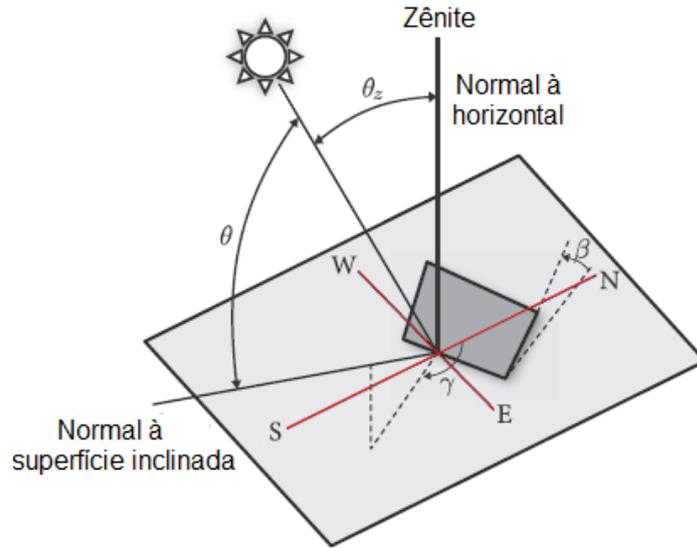


Figura 3.7 - Ângulos notáveis para caracterização da radiação solar. (Adaptado de: TWIDELL, 2015)

Na Figura 3.7 também é destacado o ângulo azimutal da superfície (γ), correspondendo ao ângulo formado entre o norte geográfico e a projeção no plano horizontal da direção normal à superfície do módulo. Uma definição similar pode ser dada para o ângulo azimutal solar (γ_s), não mostrado, tomando-se a projeção da radiação no plano horizontal e avaliando sua distância angular ao norte geográfico. A partir de relações trigonométricas entre as variáveis apresentadas na Figura 3.7, o ângulo θ pode ser calculado através da Equação (3.19) (DUFFIE, 2013).

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cos\beta + \sin\theta_z \sin\beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (3.19)$$

Outro parâmetro que aparece na Equação (3.14) é o albedo do solo (ρ_s), também conhecido como coeficiente de reflexão, sendo definido como a proporção entre a radiação solar refletida e a radiação solar incidente na superfície de referência, no caso o solo.

Continuando pelos demais parâmetros do problema, salienta-se que os ângulos zênite (θ_z) e azimutal (γ_s) solar variam devido ao movimento aparente do Sol ao longo do dia. Neste caso, a evolução temporal dos dois ângulos solares mencionados pode ser computada a partir das Equações (3.20) e (3.21), respectivamente (DUFFIE, 2013).

$$\cos\theta_z = \sin\phi \sin\delta + \cos\phi \cos\delta \cos\omega \quad (3.20)$$

$$\sin\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos\theta_z \sin\phi - \sin\delta}{\sin\theta_z \cos\phi} \right) \right| \quad (3.21)$$

Em que ϕ é a latitude do local (em graus) no qual a medição de radiação solar está sendo feita. O ângulo δ corresponde à declinação no eixo de revolução do planeta em relação à sua órbita, e o parâmetro ω é o ângulo horário que expressa a distância angular entre o Sol e o meridiano local. Tanto a declinação do eixo da Terra (δ) quanto o ângulo horário (ω) podem ser expressos em função do dia do ano solar, sendo que na literatura diferentes correlações são disponíveis baseadas em medições experimentais. Mais detalhes podem ser consultados em literatura específica (DUFFIE, 2013).

Neste modelo, as aproximações para a declinação do eixo (δ) e o ângulo horário (ω) em função do n -ésimo dia do ano solar (n) são obtidas através das Equações (3.22) e (3.23), respectivamente (CRISTALDI, 2012):

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.22)$$

$$\omega = \frac{180}{\pi} \left[\frac{\pi}{12} \left(\frac{M}{15} + H_{TMG} + E_T \right) - \pi \right] \quad (3.23)$$

Na Equação (3.23), M corresponde à longitude da localidade (em graus) e H_{TMG} representa o Tempo Médio de Greenwich, com unidade em horas. Ainda com respeito a esta última expressão, o dia solar (n) está implícito na equação do tempo solar (E_T):

$$E_T = 0,122731 \cos \left(\frac{2\pi}{365} n + 1,4954 \right) + 0,165863 \cos \left(\frac{4\pi}{365} n + 1,8796 \right) \quad (3.24)$$

Modelo de céu anisotrópico:

Diferente do modelo anterior, o modelo de céu anisotrópico não pressupõe a uniformidade da radiação solar difusa no céu, existindo efeitos pontuais do horizonte e circunvizinho ao Sol (NAVARRO, 2018). No entanto, os ângulos notáveis da geometria solar que aparecem no modelo de céu anisotrópico aqui descrito têm definições e formas de cálculo exatamente iguais ao que já foi anteriormente apresentado. O modelo anisotrópico de Hay-Davies-Klucher-Reindl apresenta a seguinte expressão de determinação da irradiância solar total a partir dos dados de irradiância solar global no plano horizontal (DUFFIE, 2013):

$$G_{t,i} = G_{dir} R_{dir} + G_{dif} \left\{ \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) (1 - F_a) \left[1 + F_b \text{sen}^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + R_{dir} F_a \right\} + \rho_s G \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (3.25)$$

Na Equação (3.25), F é um fator representativo dos efeitos responsáveis pela anisotropia da radiação solar difusa. O termo F_a é relacionado ao efeito circunvizinho ao Sol. O termo F_b é relacionado ao efeito do horizonte. Os respectivos fatores são determinados a partir da irradiância solar global. O primeiro é igual a razão entre a irradiância solar direta e a constante solar, e o segundo é igual a raiz quadrada da razão entre a irradiância solar direta e a irradiância solar global (NAVARRO, 2018).

Na Seção 6.3 do Capítulo 6, os resultados dos modelos de irradiação são gerados através dos valores de irradiância global e difusa medidas no plano horizontal por meio de uma estação solarimétrica-ambiental instalada no terraço do prédio da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. A descrição completa dos equipamentos de medição que compõem a estação é apresentada no Capítulo 5.

3.1.3 – Modelo térmico

A tecnologia fotovoltaica é marcada pela baixa eficiência de conversão. Quantificar esta informação naturalmente depende do tipo construtivo da célula solar mas, de uma forma geral, pode-se afirmar que pelo menos 75% do fluxo solar incidente em um painel não é efetivamente convertido em energia elétrica (SHUKLA, 2016), sendo que a parcela não aproveitável da energia solar contribui para o aumento indesejado da temperatura da célula.

Conforme apresentado na Seção 3.1.1, qualquer aumento na temperatura de operação do painel vem acompanhado por uma redução na tensão da junção p-n e na sua capacidade de separar elétrons e lacunas, ampliando a taxa de recombinação precoce do par e, por conseguinte, diminuindo a eficiência global do conjunto (DUPRÉ, 2015). Diversos autores propõem correlações para definir a dependência entre o aumento de temperatura e a queda de eficiência associada, em função do material ou do arranjo do sistema. Uma das aproximações mais utilizadas é linear (DUBEY, 2013):

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref}) + \gamma_{ref} \log_{10} G(t)] \quad (3.26)$$

Em que η_{ref} representa a eficiência nominal da célula na temperatura de referência T_{ref} . Os coeficientes de temperatura (β_{ref}) e de radiação solar (γ_{ref}) podem estar indicados nos manuais dos fabricantes ou ser avaliados de forma experimental. Os principais estudos comparativos disponíveis em literatura reforçam que o uso de correlações deste tipo requer cuidados, pois fatores como tipo de tecnologia e materiais empregados, limitações dos princípios físicos de funcionamento dos módulos e efeitos de inércia térmica tornam bem restrita a validade destas expressões (DUBEY, 2013). Particularmente para este trabalho, a Equação (3.26) é usada apenas como uma estimativa inicial da eficiência dos módulos, sendo posteriormente recalculada de forma independente pelo modelo, conforme é detalhado na Seção 5.3.

Além dos aspectos internos à célula relacionados ao efeito fotovoltaico, diversos outros fatores externos a este processo também alteram a temperatura de operação do painel tais como temperatura ambiente, velocidade do vento, irradiância solar e também propriedades ópticas do arranjo construtivo do módulo como transmissividade do vidro e absorvidade da placa (HAMMAMI, 2017). Portanto, a modelagem térmica se faz necessária já que todos os fatores que, em algum nível, alteram o estado térmico do painel, indiretamente impactam na eficiência de conversão atingida. O modelo térmico precisa fazer com que, pelo menos, as influências mais relevantes sejam levadas em consideração.

Muitos trabalhos já foram realizados a fim de determinar a temperatura de operação de painéis fotovoltaicos. Alguns trabalhos se propõem a desenvolver correlações baseadas na temperatura nominal de operação da célula (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*) como ferramenta de estimativa da temperatura real do módulo (MOHAMED, 2014). Abordagens comparativas entre diversos modelos de estimativa de temperatura operacional também são encontradas na literatura, incluindo avaliação de sensibilidade para várias correlações implícitas disponíveis (COSKUN, 2017). Muitos destes modelos precisam de calibração a partir de dados experimentais ou têm os resultados restritos às condições climáticas da região geográfica onde a pesquisa foi realizada.

De maneira geral, a literatura recomenda a utilização dos modelos térmicos dinâmicos, baseados em balanço de energia transiente do processo, por estes se apresentarem mais realísticos que os modelos permanentes (JAKHRANI, 2011). Isto é ainda mais crítico nas situações em que as flutuações de radiação solar e das demais condições ambientais se derem em intervalos de tempo mais curtos. Na Figura 3.8 é representado um painel fotovoltaico típico envolvido completamente por um volume de controle para o qual foi aplicado o balanço de energia, sendo também mostrados todos os mecanismos de transferência de calor presentes, bem como a potência elétrica gerada. No interior deste volume, a estrutura em camadas do módulo é, em primeira análise, desconsiderada.

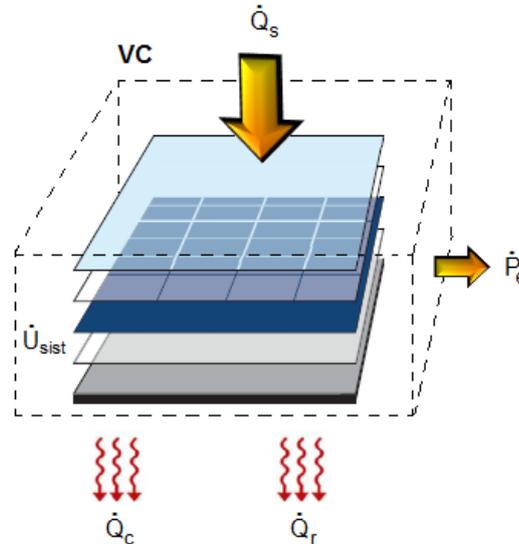


Figura 3.8 – Aplicação do balanço de energia na estrutura do painel. (Adaptado de: HERNÁNDEZ, 2013)

Neste modelo, foi avaliado o comportamento térmico global do módulo e, portanto, as propriedades termofísicas foram assumidas globais, isotrópicas e homogêneas em toda extensão do conjunto. As diferentes temperaturas entre as camadas foram consideradas posteriormente neste texto, a fim de avaliar real temperatura de operação da célula. As outras hipóteses assumidas são de que a radiação solar incidente se distribui igualmente na superfície do painel e a superfície externa do vidro está limpa, isenta de camadas de poeira ou água que possam interferir na absorção desta radiação.

De acordo com a Figura 3.8, da irradiância solar total incidente sobre o painel (\dot{Q}_s), apenas uma parte de fato é convertida em energia elétrica, representada pela potência de saída (\dot{P}_e). O restante é dissipado para a vizinhança através dos mecanismos de convecção (\dot{Q}_c) e radiação (\dot{Q}_r) ou contribui para o aumento da energia interna do módulo (U). É usual encontrar na literatura os termos de radiação SW (*Short Wave*) e LW (*Long Wave*) no balanço de energia, que nada mais são do que a radiação solar (de ondas curtas) e o termo correspondente à radiação dissipada pelo módulo para o ambiente (de ondas longas). Em sistemas arrefecidos com spray de água, um termo adicional de dissipação por evaporação deve ser incluído no balanço (NIZETIC, 2016). Para os propósitos deste trabalho, o balanço de energia é dado pela Equação (3.27):

$$\dot{Q}_s - (\dot{Q}_c + \dot{Q}_r + \dot{P}_e) = \frac{dU_{sist}}{dt} \quad (3.27)$$

O fluxo de calor \dot{Q}_s que aparece na Equação (3.27) é proporcional à irradiância solar transposta para a direção normal ao plano de inclinação do painel, valor de saída do modelo de irradiação solar apresentado na Seção 3.1.2. Deste valor, é necessário compensar os efeitos de atenuação através da camada envidraçada do módulo e de absorção através da placa, chegando-se na Equação (3.28). Cabe salientar que a eficiência óptica do equipamento ($\tau\alpha$) depende das propriedades ópticas dos materiais e do ângulo de incidência da radiação solar. Sua estimativa é apresentada, em detalhes, no Apêndice A.

$$\dot{Q}_s = (\tau\alpha)G_{t,i}A_{sup} \quad (3.28)$$

Para o cálculo da dissipação de calor por convecção, o maior problema está em estimar o coeficiente convectivo médio (\bar{h}), o qual é bastante sensível à natureza do escoamento, às propriedades do fluido e à geometria da interface sólida em questão. Em se tratando dos painéis fotovoltaicos, deve ser levado em conta que o processo de dissipação por convecção ocorre de maneiras distintas em suas superfícies frontal e posterior, levando a valores diferentes para o coeficiente convectivo médio. As correlações utilizadas para cálculo do número de Nusselt médio em condições de convecção natural e convecção forçada (na presença de vento) estão representadas pelas Equações (3.29) e (3.30), nesta ordem.

$$\overline{Nu}_L = \left\{ 0,68 + \frac{0,670Ra_L^{1/4}}{[1 + (0,492/Pr)^{9/16}]^{4/9}} \right\}^2 \quad (3.29)$$

$$\overline{Nu}_L = (0,037Re_L^{4/5} - 871)Pr^{1/3} \quad (3.30)$$

No Apêndice B estão reunidas as limitações e condições de uso das correlações empíricas utilizadas neste trabalho, tanto para a convecção natural quanto para a convecção forçada. Uma vez estimado o coeficiente convectivo médio, a dissipação por convecção é definida pela Lei de Resfriamento de *Newton*, tal como apresentado na Equação (3.31):

$$\dot{Q}_c = \bar{h}A_{sup}(T_s - T_{atm}) \quad (3.31)$$

Na avaliação do processo de dissipação por radiação, também deve-se atentar ao fato de que as trocas radiativas do tipo módulo/céu na superfície frontal e módulo/solo na superfície posterior ocorrem de maneiras distintas, uma vez que, para cada situação, uma vizinhança diferente se apresenta para a superfície emissora do painel. Portanto:

$$\dot{Q}_r = \dot{Q}_{r,céu} + \dot{Q}_{r,solo} \quad (3.32)$$

$$\dot{Q}_r = \sigma\varepsilon_{vidro}A_{sup}F_1(T_s^4 - T_{céu}^4) + \sigma\varepsilon_{base}A_{sup}F_2(T_s^4 - T_{solo}^4) \quad (3.33)$$

Em que ε_{vidro} e ε_{base} representam, respectivamente, as emissividades do vidro e do filme de fluoreto de polivinil que é aplicado à base do painel. Com relação às temperaturas, é normal considerar a temperatura do solo (T_{solo}) igual à temperatura ambiente. Já para a temperatura equivalente do céu, em geral, seu valor é mais baixo que a temperatura ambiente medida. Como estimativa, a seguinte correlação é reportada na literatura (BIWOLE, 2008):

$$T_{céu}(^{\circ}C) = 0,037536 T_{atm}(^{\circ}C)^{1,5} + 0,32 T_{atm}(^{\circ}C) \quad (3.34)$$

Na metodologia de execução das inspeções termográficas apresentada no Capítulo 5, as temperaturas do solo e céu são determinadas de forma mais precisa, porém pontual. Como o modelo transiente desenvolvido requer valores em qualquer instante de tempo para estas variáveis, o tratamento aqui apresentado é particularmente utilizado no modelo térmico.

Ainda com relação à Equação (3.33), os parâmetros F_1 e F_2 representam os fatores de forma para os dois tipos de trocas radiativas consideradas. Seus valores são dependentes do ângulo de inclinação do painel e podem ser calculados como segue (KANT, 2016):

$$F_1 = \frac{1}{2}(1 + \cos\beta) \quad (3.35)$$

$$F_2 = \frac{1}{2}(1 - \cos(\pi - \beta)) \quad (3.36)$$

Uma análise simples das Equações (3.35) e (3.36) mostra que os valores de F_1 e F_2 são iguais e, portanto, a troca líquida radiativa entre painel, céu e solo é dada por:

$$\dot{Q}_r = \frac{1}{2}(1 + \cos\beta)\sigma A_{sup}[\varepsilon_{vidro}(T_s^4 - T_{céu}^4) + \varepsilon_{base}(T_s^4 - T_{solo}^4)] \quad (3.37)$$

Por definição, a potência de saída módulo fotovoltaico (\dot{P}_e) é a parcela da energia solar total incidente na superfície, compensada pela eficiência de conversão (η_c) que a célula desenvolve (DU, 2016). Logo, expandindo o termo transiente de armazenamento (dU/dt), a equação geral para o balanço de energia no painel fica representada da seguinte forma:

$$mc_p \frac{dT_s}{dt} = (\tau\alpha - \eta_c)G_{t,i}A_{sup} - (\dot{Q}_c + \dot{Q}_r) \quad (3.38)$$

Por se tratar de um modelo transiente, a Equação (3.38) admite flutuações da radiação solar, do vento e da temperatura ambiente ao longo do tempo. Embora não evidenciado diretamente, a temperatura do módulo está implícita nos termos de dissipação, tornando esta expressão para o balanço de energia uma equação diferencial ordinária de primeira ordem, não homogênea e não linear. No Capítulo 5 é apresentada a técnica empregada neste trabalho para a solução numérica do problema.

3.2 – Monitoramento da temperatura de operação de painéis

Com foco na melhora de desempenho dos módulos fotovoltaicos, a literatura propõe as chamadas metodologias ativas de aumento da eficiência de conversão das células solares, entre as quais se destacam as principais técnicas de arrefecimento direto da superfície dos painéis. Outra estratégia que a literatura apresenta inclui o desenvolvimento de materiais seletivos na fabricação das células fotovoltaicas, os quais são capazes de ampliar a parcela útil da radiação solar que efetivamente pode ser convertida em energia elétrica (MAITI, 2010). Abordagens com menor influência sobre o regime de operação dos painéis envolvem apenas o monitoramento contínuo da condição do equipamento.

A principal evidência de algum problema de desempenho em uma instalação fotovoltaica é a diminuição na potência elétrica gerada, sendo que em muitas das vezes uma simples inspeção visual dos painéis não é suficiente para identificar as causas do comportamento abaixo do esperado para a planta. Dentre as técnicas de avaliação da integridade física e funcional dos módulos existem os ensaios de eletroluminescência, fotoluminescência, ensaios por ultrassom e também a termografia infravermelha (MUNOZ, 2011). Enquanto as três primeiras técnicas são mais indicadas para detecção de quebras ou microfissuras nas células solares, a inspeção termográfica se dedica à rápida identificação de anomalias térmicas com origem em algum dos mecanismos de degradação discutidos na Seção 2.4.

Uma célula degradada que esteja com desempenho ruim converte pouco da energia solar que chega, gerando mais calor do que as células adjacentes e, portanto, tornando-se uma região sobreaquecida no arranjo. Isto ressalta a importância em monitorar, individualmente, a temperatura de operação de todos os módulos fotovoltaicos dentro da instalação, pois a identificação precoce de anomalias térmicas pode auxiliar na substituição de uma unidade, antes que seu mau desempenho prejudique a operação de outros módulos.

Variações de temperatura entre os módulos também podem ser causadas por efeitos de sombreamento parcial da planta pela passagem de nuvens ou pela presença de construções próximas. Na literatura isto é tratado como uma condição de radiação solar não uniforme no sistema, e é um fator que precisa ser considerado principalmente na análise de plantas de grande porte (ADAMO, 2011). Quando o sombreamento ocorre e se estabelece uma condição de radiação solar não uniforme para um conjunto de módulos associados em série, a região menos iluminada além de converter menos energia também limita a corrente elétrica que sai do arranjo, contribuindo, assim, para uma significativa redução de potência no sistema (SATHYANARAYANA, 2015). Na Figura 3.9 é ilustrado o efeito de iluminação não uniforme incidindo sobre uma célula isolada e sobre um arranjo de células em série, evidenciando como o fluxo incidente é percebido pelo absorvedor em cada caso.

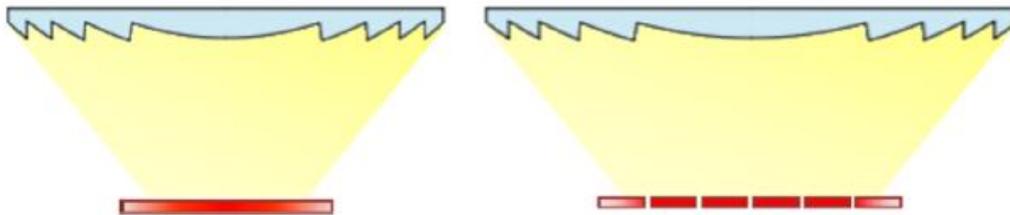


Figura 3.9 – Iluminação não uniforme em uma célula isolada, à esquerda, e em um arranjo de células em série, à direita. (Fonte: SHARAF, 2015)

No primeiro caso, a iluminação não uniforme ao longo de uma mesma célula faz com que o efeito fotovoltaico se manifeste em regiões preferenciais da junção semicondutora, diminuindo a eficiência devido a correntes internas induzidas. Já para o outro caso, as células com menor iluminação geram menos corrente e, pela associação em série, acabam por limitar o valor que atravessa o conjunto (BAIG, 2012). Neste processo, uma parte da potência gerada nas células bem iluminadas se dissipa através dos pontos com restrição de corrente e o efeito global é o sobreaquecimento das células mal iluminadas. Para este tipo de caso é comum a introdução de diodo *bypass* no projeto do arranjo, aumentando a flexibilidade da planta e contornando parte do problema do sombreamento (HASAN, 2016).

A necessidade de rápida identificação de falhas em potencial, aliada ao fato de que anomalias térmicas são indicativos comuns de defeitos em componentes elétricos, faz com que as técnicas não invasivas de medição de temperatura recebam maior destaque (IRSHAD, 2018). Neste contexto, a termografia se mostra como uma solução tecnicamente viável por permitir a varredura de grandes áreas em um curto período de tempo, garantindo alto rendimento. Além disso, características como segurança, agilidade na obtenção da informação e não interferência na operação dos equipamentos fazem com que as inspeções termográficas sejam rotina nas plantas solares de médio e grande porte. Trazendo para o contexto de validação do modelo térmico mostrado na Seção 3.1.3, deve-se tomar o cuidado de que a técnica termográfica faz a leitura da temperatura superficial do módulo, a qual é diferente do valor da temperatura de operação da célula que é considerada nas equações. Uma forma de compensar isto é avaliando a transferência de calor por condução através da estrutura em camadas do painel, mostrado na Figura 3.10.

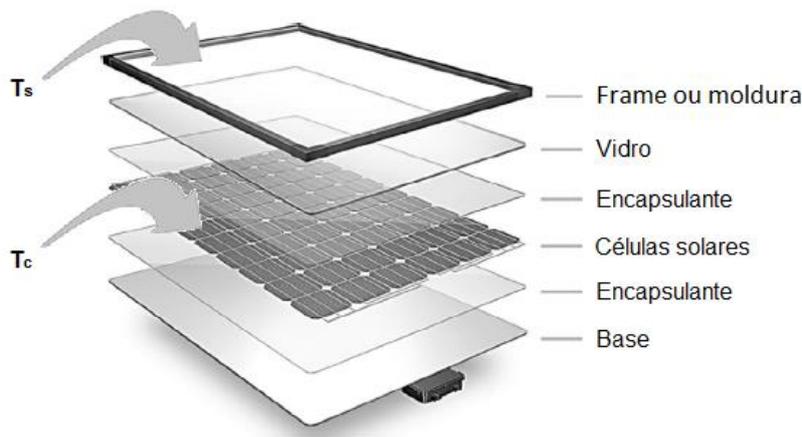


Figura 3.10 – Detalhamento das camadas do módulo fotovoltaico para estimativa da temperatura de operação da célula solar. (Adaptado de: SHUKLA, 2016)

Naturalmente, as diferenças de temperatura em cada interface dependem das propriedades termofísicas, das espessuras e do arranjo construtivo dos materiais que formam o conjunto desde o nível da célula solar até a superfície externa do módulo. Supondo que a geração de calor ocorra exclusivamente nas células e desprezando efeitos de absorção de radiação solar nas camadas intermediárias (com propriedades homogêneas e constantes), o problema pode ser caracterizado como de transferência de calor em parede plana, unidimensional, sem geração de calor e em regime transiente. Para este conjunto de hipóteses, o fluxo térmico adimensional (q^*) do conjunto mostrado na Figura 3.10 pode ser aproximado pela seguinte expressão adaptada (BERGMAN, 2017):

$$q^* = \frac{(\tau\alpha)G_{t,i}L_c}{k(T_s - T_c)} = \left[Fo + \frac{1}{3} \right]^{-1} \quad ; \quad Fo = \frac{\alpha_t t}{L_c^2} \geq 0,2 \quad (3.39)$$

Em que $G_{t,i}$ é a irradiância solar total incidente sobre superfície do painel que atravessa as várias camadas com espessura característica L_c . A Equação (3.39) deve ser avaliada, em separado, para as camadas de vidro e do polímero encapsulante do módulo. A caracterização construtiva dos painéis solares, objeto de estudo deste trabalho, é apresentada no Capítulo 5.

Capítulo 4

TERMOGRAFIA

4.1 – Aplicações e características gerais

A termografia permite o mapeamento térmico de superfícies sem qualquer interferência na operação ou na vida útil do material inspecionado. Segundo definição expressa pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (NBR 15424), termografia é uma técnica de sensoriamento remoto que possibilita a medição de temperaturas e a formação de imagens térmicas de um componente, equipamento ou processo, a partir da radiação infravermelha que é naturalmente emitida pelos corpos, em função de sua temperatura. Atualmente, o conceito de termografia também é utilizado para definição geral de ensaios térmicos não destrutivos (NDTE – *Non Destructive Thermal Evaluation*).

São diversas as áreas em que a termografia encontra campo de aplicação. Em setores das indústrias automotiva, aeronáutica, siderúrgica, petroquímica, metalúrgica, robótica, elétrica, eletrônica, dentre muitas outras, é possível identificar a termografia sendo utilizada na avaliação de desempenho de equipamentos e componentes de máquinas, controle de qualidade de produtos e na validação de processos. Fora do âmbito industrial, a técnica também é adotada nos esportes, medicina, fisioterapia, veterinária, na construção civil para identificação de vazamentos em edificações (LERMA, 2018), na caracterização de propriedades de materiais (BARBOSA, 2014), bem como em segurança patrimonial e inclusive na avaliação de obras de arte (TAVARES, 2006). No contexto de manutenção de sistemas solares, a termografia é encontrada como ferramenta de monitoramento térmico tanto em painéis fotovoltaicos (VETTER, 2013) e coletores solares (MARQUEZ, 2015) quanto em sistemas híbridos (CARLSON, 2014).

São duas as principais categorias em que a termografia pode ser dividida: termografia ativa e termografia passiva. Na termografia ativa, seja pela necessidade de ampliar o nível de radiação emitida pela superfície ou avaliar a resposta térmica do objeto em uma situação específica, existe uma excitação térmica aplicada com forma, intensidade e frequência muito bem definidas. Na termografia passiva, o campo de temperaturas da região a ser inspecionada é resultado do próprio processo ou da carga térmica natural submetida ao componente, sendo que nenhuma intervenção externa é necessária para a ocorrência do perfil térmico registrado. Atendendo a requisitos de segurança e operação, a termografia do tipo passiva é mais empregada no contexto da manutenção em sistemas de energia.

O termovisor é o principal instrumento de uma inspeção termográfica. A tecnologia que atualmente é embutida nestes equipamentos é expressiva, com ferramentas específicas para seleção e detalhamento de imagem, alternativas de captura automatizada, expansão de memória e opções de emissão de relatório de inspeção, dentre outras funcionalidades disponíveis ao usuário as quais tornam os preços de aquisição bastante variados. Apesar dos vários modelos de termovisores, existe o princípio de funcionamento comum a todos que se dá através da radiação infravermelha emitida pelo objeto, sendo esta detectada, processada e convertida em imagem visível e em leituras de temperatura. A Figura 4.1 apresenta esquematicamente os subsistemas que compõem um termovisor genérico.

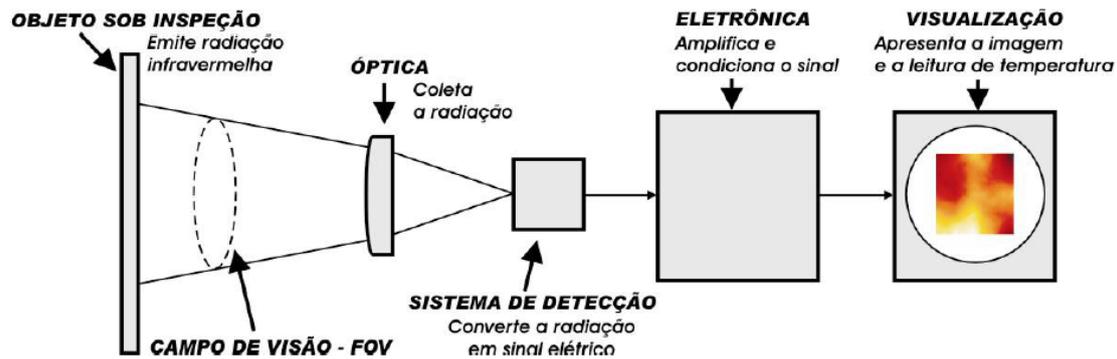


Figura 4.1 – Diagrama simplificado de um termovisor genérico. (Fonte: SANTOS, 2006).

Sendo um processo de medição indireta, é necessário conhecer a relação entre o sinal de radiação captado pelo termovisor e a temperatura equivalente que se quer determinar, possibilitando a compreensão dos fatores que interferem na aquisição dos dados e, em especial, das condições que possam vir a inviabilizar a sua aplicação. Este discernimento é o que difere o correto emprego da termografia como ferramenta de análise de processos, do simples registro de imagens térmicas com pouco ou nenhum significado físico real.

As câmeras infravermelhas em geral apresentam grande sensibilidade, porém sua precisão é por vezes superada por sensores de contato (RIBEIRO, 2010). Em situações nas quais o desvio de leitura é superior ao gradiente de temperatura que se pretende captar, a inspeção termográfica não é indicada. O mesmo vale para a tentativa de identificação de falhas em componentes internos de equipamentos, quando os efeitos da anomalia térmica não causam alterações perceptíveis de temperatura na superfície externa do objeto inspecionado.

Apesar da franca evolução na aplicação da técnica e nas análises, um cenário ainda comum na indústria e na pesquisa é do uso de termografia em avaliações qualitativas de fenômenos térmicos (BAGAVATHIAPPAN, 2013). Na área de manutenção e monitoramento térmico de componentes elétricos existe uma crescente demanda por análises quantitativas, com a devida análise das incertezas associadas e avaliação dos impactos das condições atuantes durante o processo de medição sobre os resultados obtidos. Negligenciar fatores como condição superficial da amostra, interferências na captura e processamento do sinal de radiação, bem como as condições climáticas e de carga submetidas ao objeto inspecionado podem levar a má utilização da termografia. O estudo destas interações é de extrema importância para a eliminação de erros grosseiros e a consequente obtenção de resultados mais confiáveis e condizentes com a realidade.

4.2 – Fatores de influência

Além dos fatores climáticos e operacionais que interferem na temperatura apresentada pelo objeto inspecionado, diversos outros fatores que influenciam a medição termográfica se encontram em um nível mais fundamental, relacionado à natureza do sinal captado pelo termovisor. A radiação térmica é emitida na faixa compreendida entre $0,1 \mu\text{m}$ e $1000 \mu\text{m}$ do espectro eletromagnético em função da temperatura da superfície emissora. No entanto, para as aplicações a que se destina a termografia, a radiação térmica captada se encontra delimitada pela faixa do infravermelho (USAMENTIAGA, 2014). Dentro desta faixa são definidas subdivisões com intervalos específicos de aplicação dos termovisores, Figura 4.2.

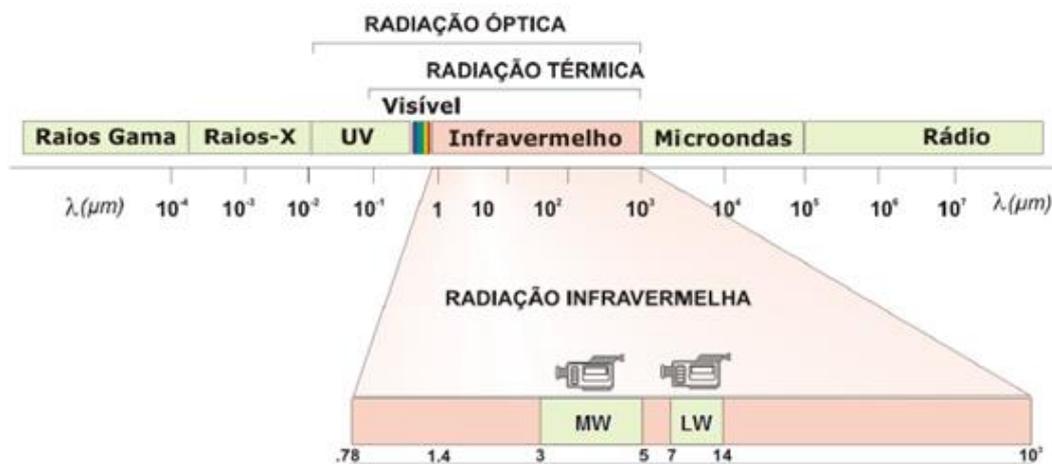


Figura 4.2 – Faixas espectrais típicas dos termovisores comerciais. (Fonte: SANTOS, 2006).

Existem aplicações da termografia na faixa do infravermelho de ondas médias (MW), a exemplo da detecção de vazamento de gás metano em instalações (ZHANG, 2018) e em medições de transferência de calor convectiva em processos (CARLOMAGNO, 2010). As câmeras térmicas de aplicação geral na indústria e pesquisa comumente operam no infravermelho de ondas longas (LW). Em toda a faixa do infravermelho, destacada na Figura 4.2, os fenômenos de espalhamento e absorção causam atenuação do sinal de radiação térmica, resultado das interações com o ambiente por onde ele se propaga. As características desta interação dependem, como apresentado na Seção 3.1.2, da composição química dos gases e da presença de partículas em suspensão.

Dentro do espectro de radiação térmica, há uma zona de baixíssima transmissão através da atmosfera no intervalo de $5-7 \mu\text{m}$, tornando bem difícil o registro de sinal radiométrico nesta região. Em contrapartida, para os intervalos compreendidos entre $3-5 \mu\text{m}$ e $7-14 \mu\text{m}$, a atenuação da radiação devido aos fenômenos de espalhamento e absorção atmosférica é relativamente pequena quando comparada a outras faixas do espectro infravermelho. Estas regiões do infravermelho são definidas na literatura como janelas atmosféricas (ZEVENHOVEN, 2018), sendo intervalos favoráveis à utilização da termografia e dentro das quais opera a grande maioria dos termovisores comerciais. Com destaque para a faixa de utilização da técnica termográfica, a Figura 4.3 apresenta a radiação transmitida pela atmosfera a uma distância de 2 km da superfície, evidenciando os intervalos associados às janelas atmosféricas aqui discutidas.

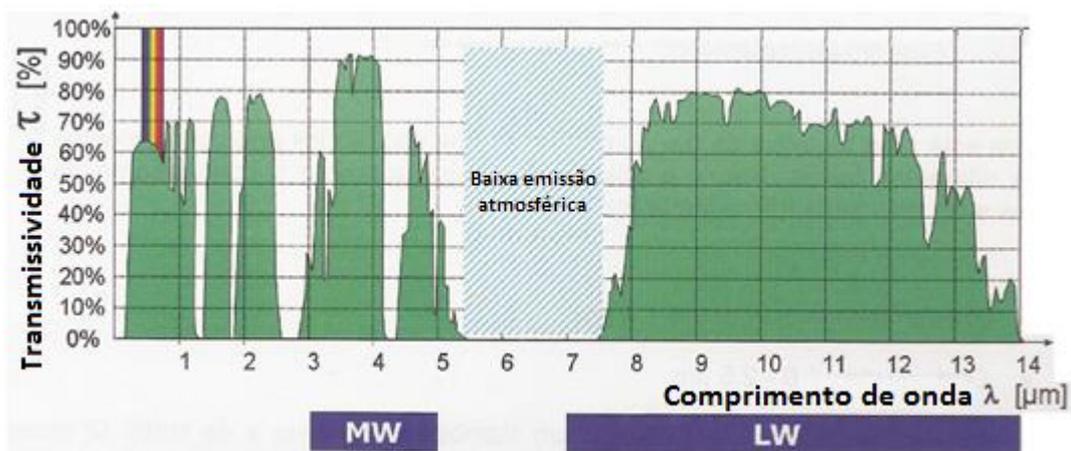


Figura 4.3 – Transmissão atmosférica na região do infravermelho. (Adaptado de: ITC, 2010)

As condições que definem a forma particular como a superfície dos corpos emite a radiação também são fatores de influência importantes que determinam as limitações de aplicação da termografia. Neste contexto, define-se *emitância espectral* ou *poder emissivo* de um corpo como a taxa na qual a energia é liberada por unidade de área (BERGMAN, 2017). O valor máximo da taxa na qual uma superfície ideal é capaz de emitir energia térmica depende basicamente do comprimento de onda (λ) da radiação liberada e da temperatura (T) do corpo, existindo uma relação bem definida e derivada por Max Planck.

Em linhas gerais, a Lei de Planck estabelece que, na medida em que se aumenta o valor de temperatura, a máxima emissão de radiação acontece em comprimentos de onda cada vez menores e diminui consideravelmente com o afastamento deste ponto, conforme apresenta a Figura 4.4. Apesar da conclusão ser válida para emissores ideais, a importância desta teoria reside no fato de que suas características são a base conceitual para descrição do comportamento radiativo de corpos reais (TEIXEIRA, 2012). Esta informação é extremamente útil no momento de selecionar o termovisor, garantindo a aquisição de um equipamento sensível a uma determinada faixa de comprimento de onda que permita captar o sinal de radiação com magnitude suficiente para uma medição adequada de temperatura.

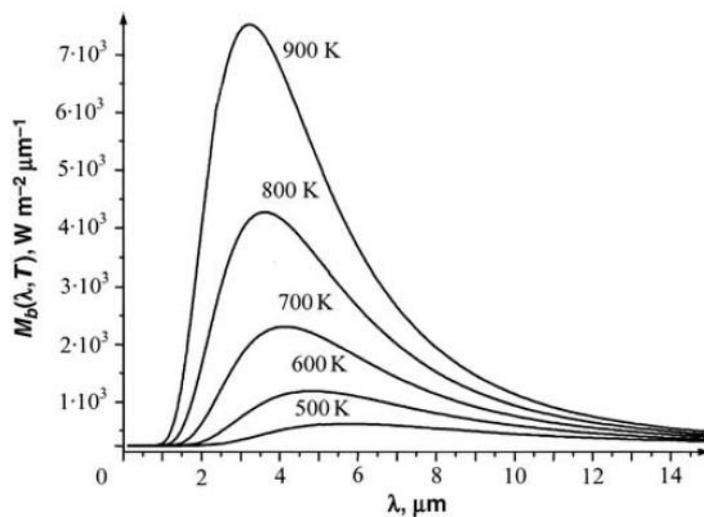


Figura 4.4 – Emitância espectral do corpo negro segundo a Lei de Planck. (Fonte: MINKINA, 2009)

Superfícies reais emitem uma quantidade menor de radiação se comparado a um corpo negro à mesma temperatura, sendo que a razão entre estes dois valores é o que define a emissividade superficial. Além de ser influenciada pelo comprimento de onda da radiação que está sendo emitida, a emissividade também tem dependência direcional. Como um exemplo, ao avaliar superfícies envidraçadas, a dependência angular da emissividade é capaz de distorcer os resultados de inspeções termográficas, a ponto de fazer as superfícies se apresentarem a temperaturas mais baixas do que de fato estão (CARLSON, 2014). Portanto, a correta avaliação da emissividade, seja por técnicas experimentais antes da aquisição ou no pós-processamento dos dados via *software* de tratamento, é essencial para evitar uma medição termográfica incorreta.

Em situações nas quais existem várias fontes de calor a temperaturas diferentes, existe energia sendo propagada em vários comprimentos de onda e em várias direções. Embora a parcela de radiação que é refletida pelo alvo não cause alteração térmica no mesmo, a fração que alcançar o termovisor pode mascarar a medição termográfica, conforme é discutido na próxima seção. No contexto do monitoramento térmico de plantas solares, alguns trabalhos indicam ser mais adequada a medição de temperatura na superfície posterior dos módulos a fim de se evitar grandes desvios de leitura (CRISTALDI, 2012).

A respeito de onde a inspeção termográfica deve ser realizada nos painéis fotovoltaicos é um ponto ainda em discussão na literatura. Diferente de análises meramente qualitativas, se medições precisas da temperatura dos painéis forem necessárias, o usuário deve escolher entre fazer a inspeção pela frente ou pela parte de trás dos módulos. Pela parte de trás, a superfície dos painéis é geralmente opaca e apresenta alta emissividade e, portanto, medições precisas de temperatura podem ser feitas. No entanto, diversas dificuldades de ordem prática podem inviabilizar inspeções na superfície posterior dos módulos, tais como, falta de acesso ou limitação do campo de visão da câmera térmica pelas estruturas de fixação e sustentação. Além disso, a grande questão é que existe uma demanda significativa por inspeções termográficas na parte da frente dos módulos, principalmente pela possibilidade de varredura de grandes áreas em um curto período de tempo, a exemplo do crescente uso de drones para monitoramento térmico de painéis fotovoltaicos (STEGNER, 2018).

Para a superfície frontal, o cenário é diferente. Os painéis são estruturas multicamadas que refletem a radiação solar e a radiação advinda de outras múltiplas fontes de calor que se apresentam no cenário de medição. No entanto, os programas embutidos nas câmeras térmicas comerciais geralmente não abordam este problema. Normalmente, estes modelos consideram um cenário composto por apenas três elementos: superfície alvo, uma fonte de calor externa e o ambiente próximo. Além disso, é feita a suposição de que o alvo apresenta uma superfície cinzenta difusa, significando que tal superfície apresenta emissividade e absorvidade independentes do comprimento de onda, sobre qualquer faixa espectral considerada (BERGMAN, 2017). A avaliação da dependência direcional das propriedades ópticas na superfície dos painéis é algo que faz parte da metodologia deste trabalho.

Ao longo desta seção foram apresentados alguns parâmetros que podem influenciar uma medição termográfica, particularmente na captura do sinal de radiação: o comprimento de onda, as condições de atenuação do sinal e cuidados gerais necessários na avaliação da emissividade superficial do objeto que se pretende analisar. Uma descrição de todas as precauções tomadas durante a inspeção termográfica dos painéis fotovoltaicos da planta solar analisada é apresentada na Seção 5.2.4 do Capítulo 5.

4.3 – O modelo matemático de medição

A radiação que deixa uma superfície é a soma da radiação emitida e da radiação refletida. O primeiro sinal depende da temperatura do próprio corpo e o segundo da temperatura dos arredores, sendo que o elemento sensor do termovisor não é capaz de distingui-los. A estas duas parcelas ainda soma-se a emissão atmosférica, que atua como um meio participativo no cenário de inspeção. O problema da reflexão é mais agudo se a radiação emitida por fontes externas e refletida pela superfície do alvo se tornar uma parcela significativa do sinal captado pelo termovisor, podendo causar desvios de leitura consideráveis.

Uma solução é a utilização de anteparos sobre a amostra inspecionada, gerando uma área sombreada que bloqueia a radiação proveniente de outras fontes (INFRATEMP, 2010). Nas plantas solares, esta solução não é viável por questões de segurança e, obviamente, por interferir diretamente na operação dos módulos fotovoltaicos. Uma prática comum nestes casos é utilizar uma folha de alumínio corrugada, posicionada no mesmo ângulo de visão do objeto em estudo (CEMIG, 2010). Este procedimento possibilita a determinação da temperatura média refletida (T_{refl}), a qual é um parâmetro ajustado nos termovisores que permite a compensação do sinal de radiação advindo da vizinhança do alvo. Outras formas de avaliar a temperatura média refletida são discutidas mais adiante no trabalho.

A possibilidade de medição de temperatura à distância é uma das principais vantagens que viabilizam a utilização da termografia em sistemas elétricos em geral. No entanto, o espaço percorrido pelo sinal é composto por diversos gases (por exemplo, vapor d'água e CO_2) que, de fato, não são transparentes à radiação térmica: quanto maior a distância, maior a atenuação sofrida (FERREIRA, 2015). Em algumas aplicações industriais também pode haver janelas ou outras estruturas de proteção transparentes, em que se torna necessário verificar se o comprimento de onda que o termovisor é capaz de identificar é compatível com a banda de transmissão da estrutura. É também necessário compensar a eventual perda de energia e realizar alteração de emissividade para o valor correspondente à superfície da janela de inspeção e não do alvo interno nestes casos.

A Figura 4.5 é uma representação esquemática das três parcelas do sinal de radiação que chegam ao termovisor devidamente compensadas pela atenuação da atmosfera: o sinal emitido pelo próprio objeto [$\epsilon\tau E_{obj}$]; o sinal refletido pela sua superfície com origem na vizinhança [$(1 - \epsilon)\tau E_{refl}$]; e o sinal emitido pela atmosfera [$(1 - \tau)E_{atm}$].

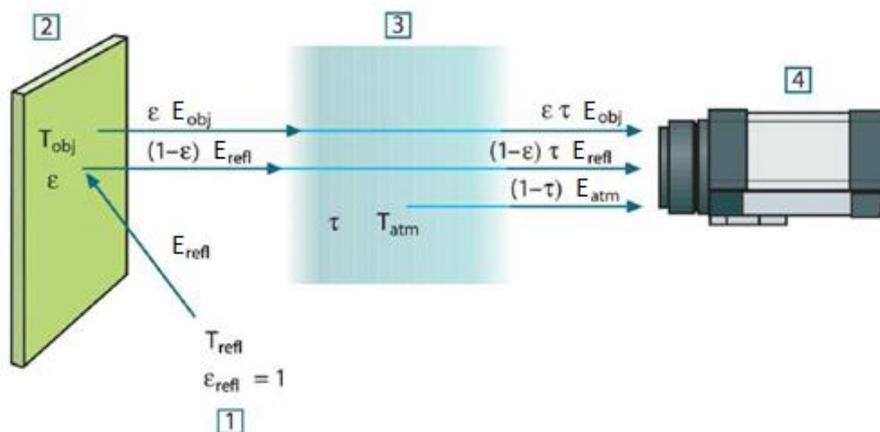


Figura 4.5 – Parcelas que compõem o sinal de radiação na medição termográfica. (Adaptado de: FLIR, 2011)

O sinal de radiação que alcança a matriz de detectores térmicos do termovisor será então a soma destas parcelas (TEIXEIRA, 2012):

$$E_{tot} = \varepsilon\tau E_{obj} + (1 - \varepsilon)\tau E_{refl} + (1 - \tau)E_{atm} \quad (4.1)$$

Neste modelo, algumas considerações são previamente assumidas. A primeira delas é que tanto o objeto quanto a atmosfera interagem como corpos cinzentos, admitindo-se que, para cada um, a emissividade (ε) e absortividade (α) são iguais. A segunda é de que o objeto é um meio opaco, e como tal, a transmissividade é nula e a refletividade pode ser então escrita como $(1 - \varepsilon)$. Por último, a atmosfera é assumida como um meio que não reflete a radiação e, portanto, sua emissividade se torna $(1 - \tau)$.

Uma vez fornecidos emissividade (ε), distância (que está relacionada com τ), temperatura média refletida (que define E_{refl}) e temperatura atmosférica (que define E_{atm}), o que a termocâmara faz é compensar o sinal total de radiação recebido. A rigor, a Equação (4.1) está escrita em termos do sinal radiométrico incidente sobre o termovisor, mas o sinal efetivamente interpretado pelo equipamento é significativamente menor. Primeiro porque a matriz de sensores dos termovisores LW é limitada à faixa de $7\mu m$ a $14\mu m$ do espectro e segundo pelo fato de que mesmo dentro desta faixa, o sinal radiométrico não pode ser percebido em sua totalidade por limitação do próprio equipamento. Com relação à última restrição mencionada, os fabricantes podem disponibilizar os dados de sensibilidade do termovisor dentro da faixa operativa considerada, representados pela função $S_k(\lambda)$. A Figura 4.6 mostra a função $S_k(\lambda)$ do termovisor FLIR SC660 (FERREIRA, 2018).

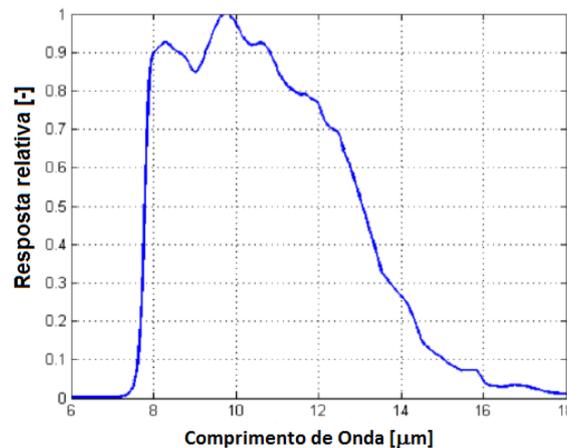


Figura 4.6 – Função $S_k(\lambda)$ do termovisor FLIR SC660.

Dentro do termovisor, depois que o sinal de radiação atravessa as lentes e alcança a matriz de microbolômetros, a energia térmica é convertida em um sinal elétrico que é processado e depois convertido em leituras de temperatura apresentadas na tela para o usuário final. O fator de conversão C ($\mu V W^{-1} m^2$) é o parâmetro de modelo definido para relacionar a radiação térmica e o sinal eletrônico associado, e geralmente depende da temperatura. Ao final de todo o tratamento de sinais, o termovisor efetivamente contabiliza um balanço em nível de sinais eletrônicos, tal como apresentado na Equação (4.2):

$$S = S_{obj} + S_{refl} + S_{atm} \quad (4.2)$$

Sendo que os sinais eletrônicos são representados por (MINKINA, 2009):

$$S_{obj} = \varepsilon\tau C \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{obj}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (4.3)$$

$$S_{refl} = (1 - \varepsilon)\tau C \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{refl}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (4.4)$$

$$S_{atm} = (1 - \tau)C \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{atm}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (4.5)$$

Em que λ_1 e λ_2 são os limites inferior e superior da faixa de comprimentos de onda que o termovisor opera. Além disso, as constantes de radiação são $c_1 = 3,742 \times 10^8 \text{ W}\mu\text{m}^4\text{m}^{-2}$ e $c_2 = 1,439 \times 10^4 \mu\text{mK}$.

Apesar de fisicamente consistente, a formulação apresentada nas Equações (4.3) a (4.5) é inviável em termos computacionais se for levada em conta a alta resolução da matriz de pixels dos termovisores. Portanto, o tratamento dos sinais é efetivamente feito a partir de uma condição de calibração. Nesta condição, o sinal total captado pelo termovisor é obtido por meio do ajuste de um valor de emissividade igual a um e distância igual a zero na interface do programa, este segundo ajuste remetendo a uma transmissividade do meio unitária. Conforme apresentado nas Equações (4.2) a (4.5), tem-se para esta condição que:

$$S = S_{obj} \quad (4.6)$$

Os testes de calibração são normalmente realizados com o uso de um radiador padrão de corpo negro. Para cada valor de temperatura ajustado no teste, uma saída S é obtida dos sensores da câmera termográfica. Reproduzindo o experimento para uma ampla faixa de temperaturas, os coeficientes B , R e F podem ser obtidos por interpolação e tem-se então a relação entre o sinal eletrônico do termovisor e a temperatura (MINKINA, 2009):

$$S = \frac{R}{\exp\left(\frac{B}{T}\right) - F} \quad (4.7)$$

No entanto, conforme já apresentado, em condições reais de inspeção, apenas uma fração de S realmente é advindo do objeto inspecionado. Para separar as componentes, o usuário precisa informar valores de ε e τ direta ou indiretamente ao programa. Então, o algoritmo determina as correções e obtém S_{obj} mantendo a proporção estabelecida pela Equação (4.1). O resultado desta operação é substituído na Equação (4.7), agora com a temperatura em função do sinal eletrônico:

$$T_{obj} = \frac{B}{\ln\left(\frac{R}{S_{obj}} - F\right)} \quad (4.8)$$

4.4 – Modelo matemático proposto

Nesta seção são apresentadas algumas alterações no modelo matemático embutido nas câmeras térmicas comerciais, de forma a obter uma temperatura de saída mais próxima da realidade, dentro do contexto das inspeções termográficas em painéis fotovoltaicos. A análise envolve a inclusão de múltiplas fontes de reflexão, incluindo céu, solo e equipamentos próximos, além de considerar a característica direcional das propriedades ópticas da superfície frontal do módulo.

O primeiro passo da metodologia proposta é obter a resposta total dos sensores da câmera térmica, ajustando emissividade igual a um e distância igual a zero nos dados de entrada do programa. A temperatura obtida (T_{tot}) pode ser convertida no sinal eletrônico total usando a relação:

$$S = C \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{tot}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (4.9)$$

Em que C é função da temperatura. A relação para C pode ser obtida usando um radiador padrão de corpo negro ajustado para uma determinada faixa de temperaturas e tendo registrados os sinais eletrônicos correspondentes gerados a partir de cada ponto experimental. Por meio de testes em laboratório, a Equação (4.10) pôde ser obtida com um erro máximo inferior a 0,70% dentro da faixa de 20°C a 100°C.

$$C(T) = -7x10^{-6}T^2 + 0,0014 T + 0,2768 \quad (4.10)$$

No caso de múltiplas fontes de calor a diferentes temperaturas, ocorre propagação de energia em vários comprimentos de onda e em muitas direções. A fração que é refletida pela superfície do alvo e alcança a câmera é capaz de distorcer a medição termográfica. Em inspeções na superfície da frente dos painéis fotovoltaicos, o sinal eletrônico correspondente da radiação refletida foi estimado pela adição das contribuições do céu e dos arredores (incluindo solo e outros painéis da usina próximos) ao modelo embarcado no termovisor, como mostrado na Equação (4.11).

$$S_{refl} = \tau \left(CF_{c\acute{e}u}\rho \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{c\acute{e}u}}\right) - 1 \right]} d\lambda + CF_{arr}\rho \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{arr}}\right) - 1 \right]} d\lambda \right) \quad (4.11)$$

Em que $F_{c\acute{e}u}$ e F_{arr} representam os fatores de forma para a troca radiativa líquida entre a superfície do painel com o céu e os arredores, respectivamente. Salienta-se que a variável ρ foi deixada explícita para deixar claro que, neste trabalho, foi tomado o cuidado de realizar testes experimentais para determinar o seu valor. No Capítulo 6 são mostrados os resultados dos testes de estimativa da refletividade superficial dos painéis por termografia, confirmando que é correto assumir o valor usualmente empregado no modelo dos termovisores igual a $(1 - \epsilon)$. Além disso, foi verificado o efeito que o ângulo de inclinação da câmera em relação à superfície do painel (θ_i) tem sobre a refletividade, evidenciando a sua característica direcional.

Na Equação (4.11), T_{arr} pode ser obtido através de um termograma do solo próximo e dos painéis à frente da superfície inspecionada, segundo a configuração construtiva da Usina TESLA apresentada na Seção 4.7 do presente trabalho. Tal estimativa para a temperatura dos arredores é razoável, levando em consideração de que tanto o solo quanto a superfície posterior dos painéis apresentam alta emissividade. No entanto $T_{céu}$ requer outro tratamento para uma estimativa mais precisa, conforme é apresentado na próxima seção.

O sinal eletrônico referente ao ambiente é apenas o produto da constante de conversão (C) pela radiação térmica emitida pelo ambiente que alcança os sensores do termovisor, tal como apresentado na Equação (4.12).

$$S_{atm} = C(1 - \tau) \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{atm}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (4.12)$$

Se o sinal eletrônico total é conhecido, assim como as componentes de reflexão e ambiente a partir das Equações (4.9), (4.11) e (4.12) respectivamente, o sinal do objeto pode ser estimado por substituição direta dos termos na Equação (4.2). Então, a temperatura corrigida é o valor que satisfaz a Equação (4.13):

$$C\epsilon\tau \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{obj}}\right) - 1 \right]} d\lambda = S - S_{refl} - S_{atm} \quad (4.13)$$

4.5 – Estimativa de temperatura de céu por termografia

A temperatura de céu pode ser avaliada considerando um balanço de energia entre a superfície da Terra e a atmosfera (GLIAH, 2011). Este valor também pode ser estimado usando técnicas termográficas, mas algum cuidado precisa ser tomado no tratamento dos dados devido à atenuação sofrida pelo sinal radiométrico até alcançar as lentes do termovisor.

A atenuação atmosférica depende de alguns fatores tais como composição de gases, umidade e temperatura, fazendo com que os efeitos de espalhamento e absorção sejam mais significantes em certos comprimentos de onda do espectro de radiação. Alguns estudos indicam o comportamento da radiância espectral do céu para diferentes condições de nebulosidade e estações do ano (BERDAHL, 1982), como mostrado na Figura 4.7.

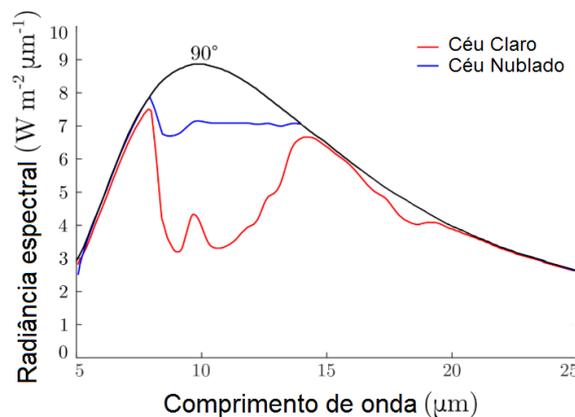


Figura 4.7 – Radiância espectral em céu claro e nublado para média latitude no verão (BERDAHL, 1982).

Para um ângulo de zênite (θ) de 90° , o espectro de emissão é similar ao de um corpo negro na temperatura ambiente, próximo à superfície da Terra. Na Figura 4.7 também é mostrado o espectro de emissão para o ângulo de 0° em condições de céu claro e de céu nublado. Para este e outros ângulos, existe uma emissão menos intensa para comprimentos de onda entre $8 \mu\text{m}$ e $13 \mu\text{m}$, correspondendo à faixa operacional da maioria das câmeras termográficas LW comerciais, reforçando a necessidade de considerar esta atenuação ao fazer a estimativa da temperatura de céu por meio de registros radiométricos.

Neste trabalho, durante as inspeções termográficas nos painéis fotovoltaicos, a temperatura de céu foi estimada por medição infravermelha, direcionando o termovisor para o céu com $\theta = 0^\circ$. O registro térmico realizado com este ângulo de zênite tem a intenção de evitar a captura de qualquer emissão de radiação térmica vinda de outros pontos no horizonte. Considerando as limitações na captura do sinal radiométrico dentro da faixa de operação da termocâmera, a resposta eletrônica total de uma inspeção do céu é calculada tal como representado na Equação (4.9) na condição em que o usuário insere previamente $\varepsilon = \tau = 1$ como dados de entrada no ajuste da câmera.

Devido à atenuação atmosférica significativa apresentada na Figura 4.7 para $\theta = 0^\circ$, foi definida uma função de transmissão $\phi(\lambda)$ obtida por tratamento gráfico e considerando as emissões E_{0° e E_{90° para cada comprimento de onda em toda a faixa apresentada. A representação gráfica desta função é mostrada na Figura 4.8.

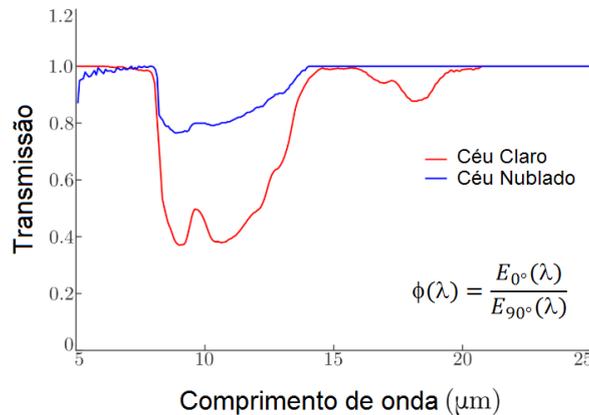


Figura 4.8 – Função de transmissão atmosférica para $\theta = 0^\circ$, aplicada a condições de céu claro e nublado.

Incluindo a função $\phi(\lambda)$ na formulação do sinal eletrônico, a temperatura de céu é o valor que satisfaz a Equação (4.14):

$$S = C \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} \phi(\lambda) S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{\text{céu}}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (4.14)$$

Em que o sinal S já é previamente calculado de acordo com a Equação (4.9). Esta formulação para estimativa de temperatura de céu requer tratamento numérico de solução. Os resultados das integrais podem ser devidamente aproximados por polinômios em função da temperatura considerada, convertendo todas as equações que envolvem integrais em simples equações algébricas. No Capítulo 6, os resultados da estimativa da temperatura de céu são comparados com correlações empíricas disponíveis em literatura.

4.6 – Fontes de incerteza em termografia

A obtenção de resultados quantitativos para qualquer aplicação da termografia requer uma análise das incertezas associadas ao processo de medição. Este tipo de ponderação permite garantir, com um certo nível de confiabilidade, o intervalo de valores prováveis que um determinado perfil térmico registrado pode assumir. No contexto da análise das incertezas de medição em termografia, é proposta pela literatura uma divisão entre fontes de incertezas intrínsecas, associadas a componentes ou processos internos do termovisor, e as fontes de incertezas externas, relacionadas a todos os fatores que atenuam ou distorcem o sinal de radiação emitido pelo objeto inspecionado ao longo do trajeto até a matriz de sensores da câmera térmica (TEIXEIRA, 2012).

Ao tratar das incertezas intrínsecas em medição termográfica, é necessário caracterizar um conjunto de sete parâmetros: estabilidade de temperatura (TS), resolução espacial de medição (MSR), uniformidade de medição (MU), erro gerado por ruído (NGE), mínimo erro (ME), repetitividade (RE) e resolução digital de temperatura (DTR). Cada uma destas fontes está associada a uma determinada interferência no processo de medição dentro da câmera térmica. As distribuições de probabilidade assumidas para cada uma das incertezas intrínsecas aqui discutidas estão referenciadas na literatura (CHRZANOWSKI, 2000).

As câmeras térmicas são calibradas em temperaturas controladas, o que significa que os sensores térmicos são mantidos em uma condição padrão durante todo o procedimento de calibração. Por outro lado, as condições em campo impostas ao termovisor durante uma inspeção termográfica o colocam, na maior parte das vezes, em circunstâncias muito diferentes. A estabilidade de temperatura (TS) corresponde à faixa dentro da qual estão localizados os resultados de medição, devido à utilização do termovisor em condições diferentes de sua calibração. Devido à sua natureza não linear, TS é uma variável de difícil estimativa. Como opção conservadora, assume-se uma distribuição uniforme com o desvio padrão dado pela Equação (4.15):

$$u_{TS}(\hat{T}_{obj}) = \frac{TS}{\sqrt{12}} \quad (4.15)$$

Na medida em que o objeto sob inspeção se torna pequeno dentro do campo de visão da câmera, seja por questões de dimensão ou afastamento, a matriz de detectores (que tem resolução limitada) começa a não registrar a informação radiométrica do objeto em sua totalidade. A resolução espacial de medição (MSR) é definida como a mínima dimensão angular do mensurando que não produz influência sobre o resultado de medição. Este valor mínimo de referência pode ser estimado por meio de procedimento experimental que consiste em fazer a câmera registrar a temperatura de um corpo negro através de uma fenda vertical. Para este caso, a MSR corresponde à dimensão angular da fenda para a qual a STRF (*Slit Temperature Response Function*), definida na Equação (4.16), assume o valor de 0,99.

$$STRF = \frac{T_{fenda} - T_{atm}}{máx(T_{fenda} - T_{atm})} \quad (4.16)$$

Nos termovisores é relativamente comum que um conjunto restrito de pixels apresente algum comportamento inesperado ou mesmo pare de funcionar (*dead pixels*), muitas vezes este efeito não sendo percebido pelo usuário do equipamento. A uniformidade de medição (MU) corresponde à faixa que abrange os resultados de medições feitas para diferentes posições do mensurando dentro do campo de visão do termovisor. Esta fonte de incerteza é estimada a partir da sensibilidade para um campo de visão não uniforme (δT), definido como a diferença entre os valores máximo e mínimo das temperaturas médias de medições em regiões específicas do campo de visão do termovisor: no centro e nas quatro arestas. Assumindo distribuição uniforme, tem-se a Equação (4.17):

$$u_{MU}(\hat{T}_{obj}) = \frac{\delta T}{\sqrt{12}} \quad (4.17)$$

O erro gerado por ruído (NGE) é definido como o desvio padrão da leitura de temperatura devido aos ruídos internos do sistema. Sua estimativa é feita com base no NETD (*Noise Equivalent Temperature Difference*), também conhecido como resolução térmica do termovisor, que corresponde ao menor incremento de sinal produzido pelo detector. Seu cálculo é feito a partir da avaliação do desvio médio das diferenças de temperatura pixel a pixel entre dois termogramas consecutivos do mesmo objeto, Equação (4.18). Nesta equação, X e Y correspondem ao número de pixels na horizontal e na vertical do campo de visão do termovisor, respectivamente.

$$u_{NGE}(\hat{T}_{obj}) = \Delta T_{NETD} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{\sum_{i=1}^X \sum_{j=1}^Y \frac{(\Delta T_{i,j} - \Delta \hat{T})^2}{XY}} \quad (4.18)$$

O mínimo erro (ME) representa a dispersão entre o valor registrado pelo termovisor e o valor verdadeiro convencional do mensurando em condições de calibração, sendo este parâmetro uma estimativa do erro sistemático do sistema de aquisição naquele intervalo de temperatura. Assume-se distribuição uniforme para a contribuição do mínimo erro na incerteza intrínseca combinada do termovisor, conforme apresenta a Equação (4.19):

$$u_{ME}(\hat{T}_{obj}) = \frac{ME}{\sqrt{12}} \quad (4.19)$$

A repetitividade (RE) define a precisão do resultado diante de uma série de medições, servindo como uma aproximação do erro aleatório no processo de aquisição da imagens através da câmera térmica. Seu valor é assumido como sendo o desvio padrão da média de n observações do mensurando, em iguais condições.

$$s_{RE}(\hat{T}_{obj}) = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (T_{obj,i} - \hat{T}_{obj})^2} \quad (4.20)$$

$$u_{RE}(\hat{T}_{obj}) = \frac{s_{RE}(\hat{T}_{obj})}{\sqrt{n}} \quad (4.21)$$

A resolução digital de temperatura (DTR) é a menor diferença de temperatura que pode ser distinguida devido às limitações do canal digital do termovisor, sendo resultado do comportamento dos blocos eletrônicos que constituem a unidade de processamento de sinal do equipamento. Diferente das outras fontes de incerteza apresentadas, a DTR não necessita de procedimento experimental para sua determinação. Seu valor é estimado a partir da faixa nominal de temperatura do termovisor (ΔT_{span}), bem como do número de bits (k_n) do seu conversor analógico/digital, parâmetro que normalmente é fornecido pelo fabricante. Uma distribuição uniforme é também assumida para esta variável.

$$DTR = \frac{\Delta T_{span}}{2^{k_n}} \quad (4.22)$$

$$u_{DTR}(\hat{T}_{obj}) = \frac{DTR}{\sqrt{12}} \quad (4.23)$$

Com exceção da resolução espacial de medição (MSR) que é uma dimensão angular de referência, todas as demais fontes de incertezas intrínsecas apresentadas têm unidades de temperatura. Estando devidamente estimada a incerteza padrão de cada uma das fontes e assumindo estes serem parâmetros não correlacionados, calcula-se a incerteza padrão combinada intrínseca do termovisor segundo a Equação (4.24):

$$u_{int} = \sqrt{u_{TS}^2 + u_{MU}^2 + u_{NGE}^2 + u_{ME}^2 + u_{RE}^2 + u_{DTR}^2} \quad (4.24)$$

Uma descrição detalhada do procedimento experimental e das principais considerações assumidas para determinação das fontes de incertezas intrínsecas é feita na Seção 5.2.2 do Capítulo 5. Além disso, este procedimento geral pode ser utilizado para caracterização da incerteza expandida de medição para vários modelos de câmeras térmicas. Todos os ensaios térmicos para esta finalidade são realizados pelo Laboratório de Termometria da UFMG e seguem as mesmas etapas que apresentadas neste trabalho.

O conjunto das fontes de incertezas externas é formado pelos dados de entrada do modelo matemático de medição descrito pela Equação (4.1). Dentre todos os parâmetros que devem ser estimados antes da realização de uma inspeção termográfica, a emissividade é a fonte de maior influência sobre os resultados. É bastante comum o uso de métodos comparativos para determinar a emissividade de superfícies. O maior problema destes métodos é que eles dependem da utilização de uma superfície de referência, cujo valor de emissividade pode não estar disponível. Neste trabalho foi desenvolvido um aparato experimental para determinar a emissividade da superfície frontal dos painéis fotovoltaicos por meio de um balanço de energia. A descrição completa deste experimento é apresentada na Seção 5.2.1. Se uma caracterização mais detalhada não for requerida, uma estimativa menos precisa da emissividade pode ser obtida pelo método comparativo, cuja descrição é apresentada na Seção 5.2.4.

As incertezas associadas às variáveis distância (d), temperatura média refletida (T_{refl}) e temperatura atmosférica (T_{atm}) podem ser obtidas diretamente dos seus respectivos instrumentos de medição. A incerteza total de medição de temperatura é dada por:

$$u_c(T_{obj}) = \sqrt{c_\varepsilon^2 u_\varepsilon^2 + c_d^2 u_d^2 + c_{refl}^2 u_{refl}^2 + c_{atm}^2 u_{atm}^2 + u_{int}^2} \quad (4.25)$$

4.7 – Utilização da técnica na Usina Solar TESLA

Selecionar a termografia como técnica de monitoramento da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos é uma decisão que deve vir acompanhada por diversos ajustes para que os resultados obtidos sejam efetivamente úteis para as equipes responsáveis pela manutenção e gerenciamento do sistema. Detalhes construtivos da usina solar vão definir as formas mais viáveis de realizar as inspeções termográficas, podendo evitar algumas das influências já discutidas anteriormente, tais como o excesso de reflexão ou efeitos de emissividade direcional. Isto reforça a ideia de que é necessário conhecer a planta solar antes de definir a melhor maneira de realizar a termografia.

Uma usina solar típica é construída geralmente em terreno plano, no qual uma malha de suporte e fixação é instalada para comportar um grande conjunto de painéis solares. Esta estrutura pode ser do tipo fixa convencional ou móvel, conhecidos como *trackers*, que acompanham o movimento aparente do Sol. A tecnologia do tipo *tracker* busca corrigir continuamente o ângulo de incidência do Sol no painel, tornando maior a energia solar disponível, porém, aumentando de forma considerável os custos de operação e manutenção da usina. Além de painéis e estrutura de fixação, uma usina solar básica inclui o sistema de cabeamento interligando os vários arranjos de módulos e um ou mais inversores, que convertem a corrente contínua gerada em corrente alternada, sendo a forma normalmente requerida pelo usuário final da energia. Se o objetivo da usina for atender a demanda de um local afastado, é necessário um transformador de alta tensão antes de fornecer a energia diretamente no sistema de transmissão. A Figura 4.9 mostra esquematicamente o caminho percorrido pela energia produzida em um sistema solar genérico. Por simplificação, foram omitidos desta representação o conjunto de inversores, bem como as subestações (elevadoras e abaixadoras) necessárias para a transmissão da energia até o consumidor final.



Figura 4.9 – Integração entre geração e consumo da energia solar. (Fonte: PORTALSOLAR, 2017)

Plantas solares que não são conectadas à rede normalmente estão associadas a demandas de pequena escala ou estão integradas a sistemas híbridos de geração (SHARAF, 2015). Nestes sistemas, o gerenciamento da disponibilidade da energia solar produzida é feito normalmente através de bancos de baterias. Plantas solares típicas apresentam vários painéis conectados em série, formando as denominadas *strings*. A associação de várias *strings* em paralelo dá-se o nome de *array*, sendo estas as duas configurações básicas de montagem que se pode encontrar nas usinas solares (RAHMAN, 2013).

A validação dos modelos matemáticos apresentados, bem como a análise de desempenho proposta neste trabalho ocorrem para os módulos da ‘Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência’, instalada no prédio da Escola de Engenharia da UFMG. Este é um projeto financiado pela Companhia de Eletricidade da Bahia (COELBA), em atendimento à chamada estratégica ANEEL n°.13/2011, projeto estratégico: ‘Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira’, e executado pelo grupo TESLA Engenharia de Potência.

A Usina TESLA é uma unidade geradora com potência instalada de 37,2 kWp, constituída por um conjunto de 152 painéis solares modelo Yingli YL245P-29b divididos em três associações com conexões comuns apenas no ponto de acoplamento com a rede de energia elétrica, ocupando uma área total (de painéis) de 257 m². Os parâmetros básicos do modelo de painel solar da usina estão reunidos na Tabela 4.1 (FOUREAUX, 2014).

Tabela 4.1 – Características do painel solar Yingli YL245P-29b (condições STC)

Característica	Valor
Potência (P_{max})	245 Wp
Tensão no PMP (V_{max})	30,2 V
Corrente no PMP (I_{max})	8,11 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,8 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	8,63 A
Eficiência nominal (η_c)	15,0 %
Dimensões	1650 mm x 990 mm x 40 mm

Em cada um dos três conjuntos, os painéis estão instalados com um ângulo de inclinação (β) de 25° em relação ao solo, além disso, todos são alinhados com a edificação a qual está orientada com um ângulo azimutal (γ) de -7° em relação ao norte geográfico. No arranjo, são introduzidos diodos de bloqueio para garantir que se uma *string* reduzir a tensão fornecida devido a algum problema ou sombreamento, esta não receba corrente reversa proveniente de outras *strings*, conforme discutido na Seção 3.2. O sistema ainda possui um transformador de acoplamento que compatibiliza os níveis de tensão e fornece proteção adicional aos inversores devido a distúrbios provenientes da rede elétrica. Mais detalhes construtivos da usina e de seus parâmetros de operação podem ser consultados em documentação própria (FOUREAUX, 2014). A Figura 4.10 traz uma visão geral da Usina TESLA, com destaque para as fileiras de painéis e a sala de inversores.



Figura 4.10 – Usina Solar TESLA: área externa e sala de inversores.

Para a realização de inspeções termográficas na avaliação de desempenho de painéis, é necessário definir primeiramente o objetivo da ação: uma inspeção global é capaz de identificar anomalias térmicas no conjunto de forma rápida e qualitativa, já uma inspeção painel a painel é mais indicada se uma estimativa precisa da temperatura de operação se fizer necessária. Vale ressaltar que uma medição termográfica confiável só é possível se for corretamente estimada a distância entre termovisor e alvo, a temperatura ambiente, a temperatura média refletida e, principalmente, a emissividade superficial.

Outro ponto extremamente importante está relacionado à posição na qual o termografista vai realizar a inspeção, pois cada situação pode favorecer ou mitigar o aparecimento de alguns fatores de influência sobre os resultados. Particularmente para inspeções na Usina Solar TESLA, são possíveis as medições nas superfícies frontal e posterior dos painéis através dos corredores entre cada fileira e também existe a opção de uma inspeção lateral a partir do local de instalação da estação meteorológica, o qual é mais elevado e permite uma visualização geral da planta. Na Figura 4.11 estão representadas esquematicamente todas as possibilidades de inspeção termográfica na Usina TESLA.

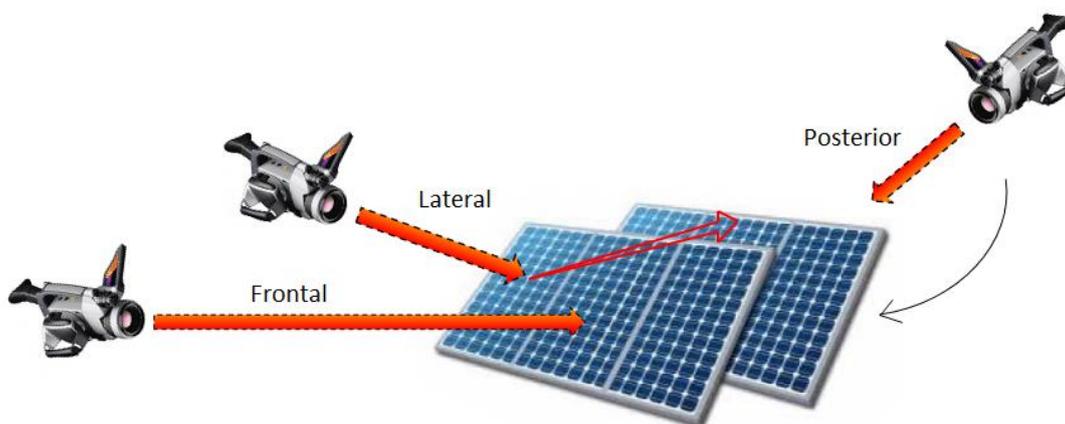


Figura 4.11 – Inspeções frontal, lateral e posterior dos painéis solares.

Outras opções de monitoramento termográfico incluem sistemas autônomos sobre trilhos (SILVA, 2015) ou mesmo a utilização de drones (TSANAKAS, 2016). Atendo-se ao que atualmente se pode realizar na Usina TESLA, neste trabalho são discutidas apenas as três possibilidades apresentadas na Figura 4.11. Em cada uma das situações ilustradas, existem vantagens e limitações particulares de cada posição, as quais estão reunidas de forma resumida na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Descrição das vantagens e limitações de cada posição de inspeção

Posição	Vantagem	Limitação
Frontal	Facilidade na obtenção do registro termográfico; recomendada para análise individual dos painéis.	A emissividade aparente do vidro varia significativamente devido aos efeitos de reflexão.
Lateral	Mapeamento de toda a usina e rápida identificação de anomalias térmicas.	Altíssimo efeito de reflexão devido ao ângulo muito raso de observação.
Posterior	Efeito de reflexão desprezível na superfície posterior de material polimérico.	A estrutura de sustentação limita uma parte do campo de visão do termovisor.

Conforme apresentado na Tabela 4.2, para obtenção de resultados mais precisos uma inspeção termográfica pela parte de trás dos painéis seria mais indicada. No entanto, existem diversas situações que inviabilizam a realização da termografia por meio desta posição, a exemplo de painéis revestindo a fachada de prédios, instalações fotovoltaicas que recobrem superfícies de lagos e represas, ou qualquer outra situação na qual o acesso à superfície posterior do módulo esteja, de alguma forma, obstruído.

Diante disto, torna-se interessante viabilizar meios para que a termografia pela superfície frontal dos painéis apresente resultados confiáveis. A IEC 62466-3 (2016a) é a norma internacional mais recente que aborda, dentre outras questões, diretrizes para os requisitos mínimos necessários para a realização de inspeções termográficas frontais em módulos fotovoltaicos. As condições a serem verificadas antes das inspeções são:

- A superfície, ou a região da superfície, do módulo a ser inspecionada precisa ter alcançado o regime permanente e estar livre de sombreamento parcial. Caso esta condição momentaneamente não seja satisfeita, é recomendado aguardar um período mínimo de 15 minutos;
- Por meio de inspeção visual prévia, a superfície de vidro deve estar livre, ou com um baixo nível, de sujidades tais como: poeira, excrementos de pássaros, folhas e particulados em geral;
- Irradiância solar mínima de $600W/m^2$;
- Velocidade do vento máxima de 4 *bft* (aproximadamente 28 *km/h*);
- Máximo de duas octas do céu cobertas com nuvens do tipo Cumulus;
- Ângulo de visão, preferencialmente, inferior a 30°.

Neste trabalho, foi tomado o cuidado de elencar uma série de procedimentos necessários para determinar a característica direcional das propriedades ópticas da cobertura de vidro dos módulos, a qual certamente tem impacto significativo sobre a magnitude do sinal radiométrico captado pelo termovisor.

Particularmente sobre este assunto, a Seção 5.2.1 do presente trabalho aborda um conjunto de experimentos com o objetivo de determinar a variação direcional da emissividade e da refletividade da superfície frontal dos painéis. Os resultados obtidos são posteriormente confrontados com dados disponíveis em literatura.

Capítulo 5

METODOLOGIA

Neste trabalho, optou-se por dividir o Capítulo 5 em três partes. Na primeira parte, são apresentadas as técnicas empregadas para resolver o conjunto de equações do modelo matemático que descreve o comportamento dos painéis fotovoltaicos em condições reais de operação. São definidas estratégias para estimar os parâmetros do circuito elétrico equivalente e, posteriormente, as etapas para obtenção da solução numérica do balanço de energia transiente. Também são apresentadas ferramentas utilizadas neste trabalho para implementação e validação dos modelos matemáticos. Em um segundo momento são apresentadas algumas considerações a respeito das inspeções termográficas que foram realizadas na Usina Solar TESLA. Isto compreende desde os ensaios de determinação das propriedades ópticas da superfície dos módulos, passando pela caracterização do termovisor a partir das suas fontes de incertezas intrínsecas de medição, até o pós-processamento dos dados das inspeções termográficas. Ao final do capítulo é apresentada a proposta de diagnóstico dos painéis solares que foi desenvolvida neste trabalho.

5.1 – Metodologia de solução dos modelos

O modelo de circuito equivalente que representa a operação de uma célula solar é muito sensível aos parâmetros elétricos presentes nas equações apresentadas na Seção 3.1.1, isto é, o fator de idealidade do diodo (n_i), bem como as resistências série (R_s) e paralela (R_{sh}). Realizar uma boa estimativa destas variáveis é essencial para que o modelo retorne a curva característica $I \times V$ do painel com comportamento condizente com a realidade de operação do equipamento. Conforme descrito na Seção 5.1.1, na literatura são apresentadas algumas alternativas de determinação dos parâmetros elétricos, sendo que uma combinação entre simplicidade de cálculo e exatidão da estimativa deve ser buscada.

Já no balanço de energia transiente em sua forma apresentada na Equação (3.38) tem-se a temperatura de operação da célula solar implícita nos termos de dissipação, fazendo com que o modelo térmico ganhe em complexidade. A estreita interdependência entre os termos do balanço e a forte não linearidade da relação entre a maioria destes termos com a variável temperatura tornam necessário o uso de ferramentas numéricas para que se obtenha a solução da equação.

5.1.1 – Levantamento dos parâmetros do circuito elétrico equivalente

O fechamento do modelo elétrico de representação da operação de uma célula solar depende da determinação do fator de idealidade do diodo (n_i) e de estimativas dos valores das resistências do circuito: resistência série (R_s) e paralela (R_{sh}). Na literatura, o problema de determinação destes parâmetros é resolvido a partir do levantamento experimental das curvas características $I \times V$ dos módulos (JIANG, 2013) ou com base nas informações nominais que os fabricantes dispõem em seus catálogos técnicos (ORIOLI, 2013), sendo que esta segunda abordagem foi utilizada neste trabalho.

Normalmente, a informação de fábrica que se tem dos painéis é de seu comportamento no ponto de máxima potência e nas condições de curto circuito e circuito aberto, dados obtidos em condições STC com temperatura de operação da célula e radiação solar incidente especificadas. Para estimar os três parâmetros do circuito elétrico equivalente da célula solar, são necessárias três equações a serem extraídas destas informações disponíveis.

No ponto de máxima potência (PMP) do módulo, o fabricante normalmente fornece os valores de tensão (V_{max}) e corrente (I_{max}) em condições STC. Neste caso pode-se fazer a substituição diretamente na Equação (3.1), que representa a curva característica $I \times V$ do módulo, em que se obtém a Equação (5.1):

$$I_{max} = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V_{max} + I_{max} R_s}{n_i V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{max} + I_{max} R_s}{R_{sh}} \quad (5.1)$$

Ademais, salienta-se que a corrente gerada na fonte (I_{ph}) e a corrente de saturação do diodo (I_o) são avaliadas segundo as Equações (3.3) e (3.4) em condições STC, isto é, para $T = T_0$ e $G = G_0$.

Uma segunda equação pode ser obtida também a partir do PMP, utilizando o fato de que, por ser um ponto máximo, a derivada da potência em relação à tensão deve ser zero. Esta derivada é obtida a partir de uma aplicação simples de regras de diferenciação:

$$P = VI \quad (5.2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial V} = I + V \frac{\partial I}{\partial V} \quad (5.3)$$

Igualando à zero pela condição do PMP, esta relação é reescrita como:

$$\frac{\partial I}{\partial V} = - \frac{I_{max}}{V_{max}} \quad (5.4)$$

Fazendo a derivada parcial da Equação (3.1) e avaliando o resultado no PMP do módulo, chega-se finalmente à Equação (5.5):

$$\frac{\partial I}{\partial V} = - \frac{I_o}{n_i V_T} \exp \left(\frac{V_{max} + I_{max} R_s}{n_i V_T} \right) - \frac{1}{R_{sh}} = - \frac{I_{max}}{V_{max}} \quad (5.5)$$

A última equação pode ser obtida a partir do ponto de curto circuito em condição STC. Neste ponto de operação, tem-se a corrente correspondendo ao valor de corrente de curto circuito nas condições padrão de ensaio (I_{sc0}), enquanto a tensão é zero. Por substituição direta na Equação (3.1), tem-se:

$$I_{sc0} = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{I_{sc0}R_s}{n_i V_T}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc0}R_s}{R_{sh}} \quad (5.6)$$

O que após uma manipulação algébrica simples se torna a Equação (5.7):

$$\frac{R_s}{R_{sh}} = \frac{1 - \exp\left(\frac{I_{sc0}R_s}{n_i V_T}\right)}{\exp\left(\frac{V_{oc0}}{n_i V_T}\right) - 1} \quad (5.7)$$

Juntas, as Equações (5.1), (5.5) e (5.7) formam um sistema determinado de três equações algébricas não lineares, cuja solução serve como estimativa do fator de idealidade do diodo (n_i) e das resistências série (R_s) e paralela (R_{sh}). A vantagem da presente abordagem é que tais parâmetros do circuito elétrico equivalente passam a ser aproximados a partir de características nominais do painel, as quais usualmente estão disponíveis nos catálogos de fabricantes.

Contudo, a literatura ressalta a difícil manipulação algébrica deste sistema de equações devido ao forte acoplamento entre as variáveis, sendo que a solução deste tipo de sistema requer aplicação de métodos numéricos. Para este problema em particular, foi utilizada uma versão estendida para sistemas de equações do Método de *Newton-Raphson*, implementada em ambiente MATLAB[®]-R2013a. Um cuidado especial se deve à estimativa inicial dos parâmetros, uma vez que problemas de convergência facilmente se estabelecem em sistemas com esta característica. Trabalhos relacionados ao assunto recomendam realizar iterações sucessivas sobre a variável n_i e, ao final da rotina de cálculos, admitir como solução convergida a condição na qual a resistência paralela (R_{sh}) assumir o máximo valor positivo possível (RAHMAN, 2013).

Por simplificação de notação, o problema de determinação dos parâmetros do circuito elétrico equivalente se resume a encontrar os valores de R_s , R_{sh} e n_i (aqui denotados como x , y e z , respectivamente) que satisfaça:

$$\begin{cases} f_1(x, y, z) = 0 \\ f_2(x, y, z) = 0 \\ f_3(x, y, z) = 0 \end{cases} \quad (5.8)$$

Em que f_1 , f_2 e f_3 representam as Equações (5.1), (5.5) e (5.7), respectivamente, passando todos os termos para o mesmo lado da equação e estabelecendo igualdade a zero. O Método de *Newton-Raphson* é originalmente concebido a partir da escolha de uma função de iteração que acelera consideravelmente a convergência da solução. No caso de sistemas de equações não lineares, as atualizações sucessivas para as variáveis do problema são feitas a partir da seguinte equação matricial:

$$\begin{bmatrix} f_{1_x}(x_i, y_i, z_i) & f_{1_y}(x_i, y_i, z_i) & f_{1_z}(x_i, y_i, z_i) \\ f_{2_x}(x_i, y_i, z_i) & f_{2_y}(x_i, y_i, z_i) & f_{2_z}(x_i, y_i, z_i) \\ f_{3_x}(x_i, y_i, z_i) & f_{3_y}(x_i, y_i, z_i) & f_{3_z}(x_i, y_i, z_i) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_i \\ \Delta y_i \\ \Delta z_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -f_1(x_i, y_i, z_i) \\ -f_2(x_i, y_i, z_i) \\ -f_3(x_i, y_i, z_i) \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Em que Δx_i , Δy_i e Δz_i representam os incrementos nas estimativas das variáveis x , y e z no i -ésimo passo da solução iterativa. A aplicabilidade do Método de *Newton-Raphson* não é dependente do conhecimento dos valores exatos das derivadas parciais presentes na Equação (5.9). Portanto, por mais complexa que seja uma determinada função f , uma aproximação numérica para a sua derivada parcial já é suficiente para que o método funcione corretamente. Neste trabalho, as derivadas parciais são estimadas pela aplicação de um incremento na variável dependente, tal como exemplificado para a função f_1 :

$$f_{1_x}(x, y, z) \cong \frac{f_1(x + \Delta x, y, z) - f_1(x, y, z)}{\Delta x} \quad (5.10)$$

$$f_{1_y}(x, y, z) \cong \frac{f_1(x, y + \Delta y, z) - f_1(x, y, z)}{\Delta y} \quad (5.11)$$

$$f_{1_z}(x, y, z) \cong \frac{f_1(x, y, z + \Delta z) - f_1(x, y, z)}{\Delta z} \quad (5.12)$$

O critério de convergência adotado neste caso está relacionado à diferença entre duas iterações sucessivas: $|T_i - T_{i-1}| \leq 0,01\%$. Isto é suficiente para garantir uma precisão numérica no mínimo até a segunda casa decimal das variáveis R_s , R_{sh} e n_i obtidas na saída do modelo.

5.1.2 – Solução do balanço de energia

O modelo térmico abordado neste trabalho é transiente, no qual as flutuações no tempo da radiação solar e das demais condições ambientais são levadas em consideração. Como visto na Seção 3.1.3, o termo de armazenamento de energia depende da taxa de variação da temperatura de operação da célula solar. Apenas por simplificação das expressões (sem perda de generalidade do problema) e para uma descrição mais clara do tratamento dado ao termo de armazenamento, não é mostrada de forma explícita a dependência dos termos de dissipação por convecção e radiação com a temperatura. Desta forma, o balanço de energia fica descrito, como já apresentado, pela Equação (3.38):

$$m c_p \frac{dT_s}{dt} = (\tau\alpha - \eta_c) G_{t,i} A_{sup} - (\dot{Q}_c + \dot{Q}_r) \quad (3.38)$$

Pela definição de derivada, o termo transiente do lado esquerdo da Equação (3.38) pode ser reescrito como apresentado na Equação (5.13):

$$\frac{dT_s}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{T_s^{n+1} - T_s^n}{\Delta t} \quad (5.13)$$

Em que os índices n e $n + 1$ indicam os valores de temperatura em um instante t e $t + \Delta t$, respectivamente. Portanto, para um intervalo de tempo muito pequeno, a Equação (3.38) pode ser reescrita conforme indicado na Equação (5.14):

$$mc_p \frac{T_s^{n+1} - T_s^n}{\Delta t} = (\tau\alpha - \eta_c)G_{t,i}A_{sup} - (\dot{Q}_c + \dot{Q}_r) \quad (5.14)$$

Para uma dada solicitação térmica e estabelecida uma condição inicial, por exemplo no início do dia $T_s^0 = T_{atm}$, o regime transiente da resposta térmica do painel fotovoltaico fica bem definido, de modo que, a cada passo de tempo, a nova temperatura será:

$$T_s^{n+1} = \frac{\Delta t}{mc_p} \{(\tau\alpha - \eta_c)G_{t,i}A_{sup} - (\dot{Q}_c + \dot{Q}_r)\} + T_s^n \quad (5.15)$$

Em que os termos de dissipação por convecção e radiação presentes do lado direito da Equação (5.15) são avaliados com base na temperatura de operação da célula solar no instante de tempo imediatamente anterior (T_s^n), a qual já tem seu valor conhecido no passo atual da solução.

No presente trabalho, este procedimento de cálculo foi testado usando um incremento de tempo de 5 minutos, que corresponde à taxa de aquisição dos dados solarimétricos e ambientais registrados pela estação meteorológica da Usina Solar TESLA. Para verificar se este intervalo produz um resultado que converge de forma estável à solução do problema, foram testados outros valores de Δt , gradativamente maiores, em uma simulação arbitrária usando a base do sistema de aquisição de dados da usina. O teste mostrou uma saída de temperatura fortemente atenuada para o intervalo de 10 minutos e que a resposta claramente diverge para valores de Δt da ordem de 20 minutos. Além disso, o resultado para o menor incremento de tempo foi comparado com os valores de temperatura indicados por um termistor acoplado na parte posterior de uma célula de referência instalada em um dos painéis da usina, indicando um desvio médio de 8,75%. Diante disto, assume-se que o uso de $\Delta t = 5 \text{ min}$ não introduz instabilidade ao modelo.

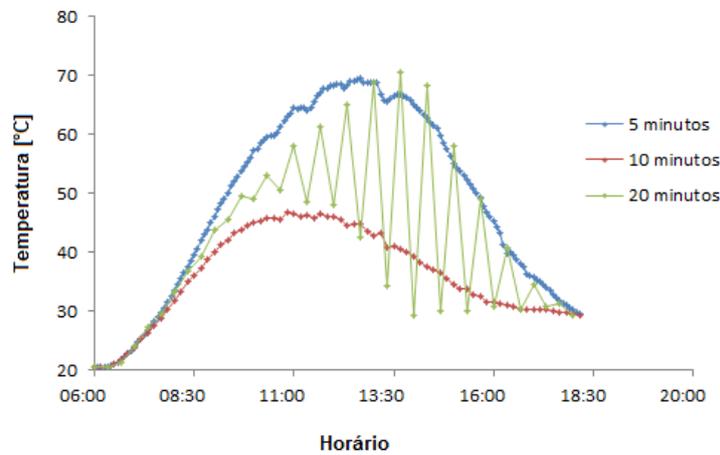


Figura 5.1 – Teste de convergência da solução do modelo por formulação explícita.

5.1.3 – Implementação e fornecimento de dados aos modelos

Todo o modelo matemático para descrição do comportamento dos painéis fotovoltaicos apresentado ao longo da Seção 3.1 do trabalho, o qual é constituído pelos blocos elétrico, de irradiação e térmico, teve sua rotina implementada em ambiente MATLAB[®]-R2013a. No programa também são incluídos os procedimentos de determinação dos parâmetros do circuito elétrico equivalente e de solução do balanço de energia, tal como discutido nas Seções 5.1.1 e 5.1.2. Além disso, os resultados de incertezas que são apresentados na Seção 6.2 foram obtidos com auxílio do programa EES (*Engineering Equation Solver*).

Com relação ao modelo de transposição de planos da irradiância solar incidente para a direção normal ao plano de inclinação do painel, os resultados obtidos dependem da hipótese assumida sobre a distribuição da irradiância solar difusa no céu. Conforme indicado na Seção 3.1.2, a opção feita neste trabalho pelo modelo isotrópico de Liu e Jordan para condições de céu nublado e pelo modelo anisotrópico de Hay-Davies-Klucher-Reindl para condições de céu claro teve como referência a recomendação de outros trabalhos (NAVARRO, 2018). Para a utilização destes modelos de irradiação solar, a Usina TESLA conta com um par de piranômetros da EKO Instruments (modelo MS-80), padrão secundário, que medem a irradiância global e difusa incidentes no plano horizontal, servindo como base de dados para a implementação deste bloco do modelo matemático geral.

Na perspectiva do modelo matemático geral, sua saída são as curvas características I_xV e P_xV de operação do painel solar, já corrigidos os efeitos de temperatura e de eventuais variações na radiação solar e nas demais condições ambientais. Neste trabalho, as curvas características dos painéis estimadas pelo modelo matemático, a cada instante de tempo, são utilizadas para identificar o deslocamento do PMP, além de outras características de desempenho. A Figura 5.2 mostra esquematicamente os blocos constituintes do modelo matemático tal como apresentado na Seção 3.1, evidenciando como são as ferramentas de implementação e fornecimento de dados aos modelos utilizados neste trabalho.

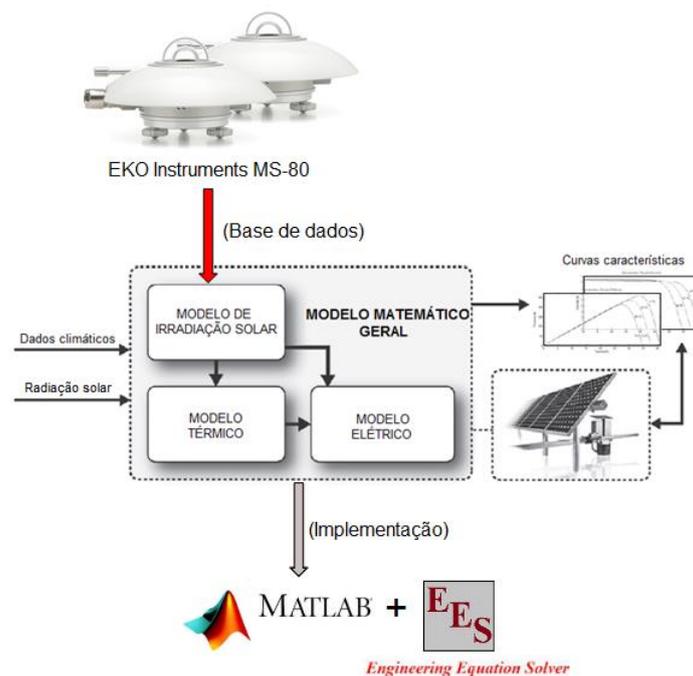


Figura 5.2 – Ferramentas de implementação e fornecimento de dados aos modelos matemáticos.

5.2 – Metodologia experimental

A metodologia experimental do presente trabalho inclui os ensaios de determinação das propriedades ópticas da superfície frontal dos módulos, com especial interesse na dependência direcional da emissividade e da refletividade da cobertura de vidro. Também é apresentada a metodologia dos testes de determinação das fontes de incertezas intrínsecas do termovisor, a fim de caracterizar de forma completa o instrumento de medição que está sendo utilizado neste trabalho para estimar a eficiência dos painéis solares da Usina TESLA. Seguindo a mesma linha de raciocínio, nesta seção também é feita uma caracterização da estação meteorológica que registra as variáveis climáticas locais e também é descrita a plataforma *online*, a partir da qual os dados coletados podem ser acessados e exportados para utilização no modelo matemático geral. Por fim, são mostrados os cuidados básicos necessários para uma realização adequada das inspeções termográficas na usina, tanto antes do registro das imagens térmicas propriamente ditas, quanto no pós-processamento das informações radiométricas.

5.2.1 – Ensaios de caracterização das propriedades ópticas

A fim de resolver o modelo matemático para correção da temperatura estimada pelo termovisor proposto na Seção 4.4 do presente trabalho, existe um interesse na determinação de três propriedades ópticas: transmissividade ambiente, e as propriedades de emissividade e refletividade da superfície do painel fotovoltaico. Salienta-se que a determinação da dependência direcional destas duas últimas propriedades precisa ser levada em consideração. Uma boa aproximação destes parâmetros remete a uma caracterização completa do sinal captado na inspeção termográfica, permitindo o cálculo da temperatura corrigida.

Transmissividade

Existem muitas expressões na literatura correlacionando valores de transmissividade em função das condições do ambiente. As equações mais recentes relacionam a transmissividade como função da temperatura ambiente e umidade, parâmetros estes que podem ser facilmente medidos em campo (TRAN, 2017).

$$\begin{aligned} \tau(d, \omega_a) = & K_{atm} \exp[-\sqrt{d}(a_1 + b_1\sqrt{\omega_a})] \\ & + (1 - K_{atm}) \exp[-\sqrt{d}(a_2 + b_2\sqrt{\omega_a})] \end{aligned} \quad (5.16)$$

Em que $K_{atm} = 1,9$ é o fator de escala da atenuação atmosférica. Ainda com relação à Equação (5.16), d é a distância entre termovisor e alvo e ω_a é a umidade absoluta do ar ambiente. As demais constantes assumem os valores (TRAN, 2017):

$$a_1 = 0,0066 \quad (5.17)$$

$$b_1 = 0,0023 \quad (5.18)$$

$$a_2 = 0,0126 \quad (5.19)$$

$$b_2 = 0,0067 \quad (5.20)$$

Emissividade total hemisférica

A importância da estimativa de emissividade para a qualidade dos resultados de inspeções termográficas é amplamente reportada em literatura (VELLVEHI, 2011). Conforme discutido previamente, é comum o uso de métodos comparativos para determinar a emissividade das superfícies, porém, a dependência de um valor de referência muito bem conhecido pode comprometer a precisão da estimativa por meio desta técnica. Neste trabalho foi desenvolvido um aparato experimental (mostrado na Figura 5.3) para determinar a emissividade total hemisférica da superfície frontal dos painéis fotovoltaicos, usando um balanço de energia.

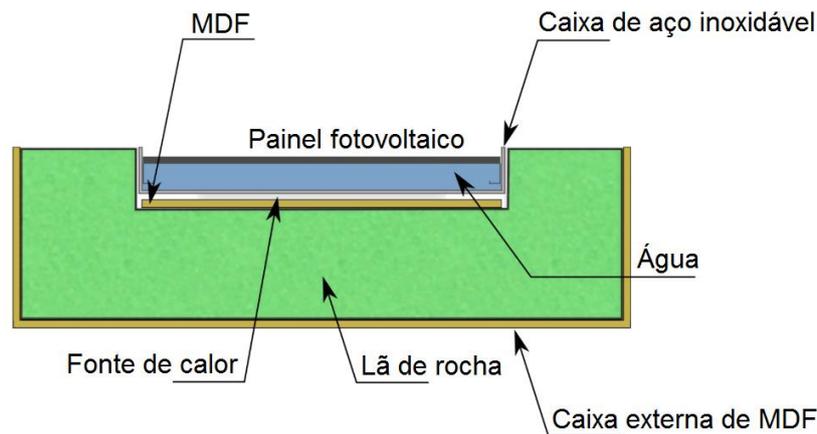


Figura 5.3 – Aparato experimental para determinar a emissividade superficial do módulo fotovoltaico.

O painel, mantido inteiramente na posição horizontal, foi imerso em uma caixa de aço inoxidável completamente preenchida com água. Foi afixada uma fonte de calor na superfície posterior da caixa metálica de aço e, em seguida, foi aplicado um isolamento térmico com lã de rocha em todas as superfícies, exceto na superfície frontal do módulo. O arranjo é envolvido por uma caixa externa de MDF, conforme mostrado na Figura 5.3.

A fonte de calor é composta por um conjunto de resistências igualmente distribuídas em um *frame*, que foi conectado a um autotransformador e a um sistema de medição contínuo de corrente e tensão. Na medida em que a energia térmica dissipada pela fonte de calor atravessa a superfície posterior da caixa metálica, a água se aquece e garante uma distribuição uniforme de temperatura na superfície exposta do painel fotovoltaico, como demonstrado, de forma ilustrativa, na imagem térmica da Figura 5.4.

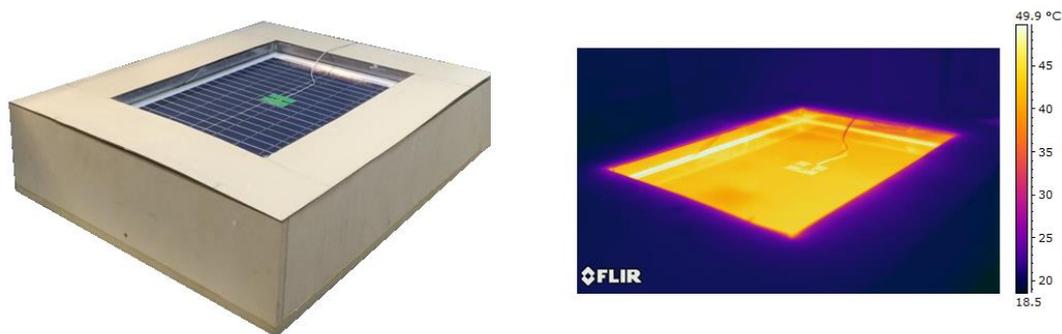


Figura 5.4 – Foto e imagem térmica dos testes de emissividade.

Na Figura 5.4 é possível identificar um sensor de temperatura na superfície do painel. A temperatura desta superfície foi monitorada continuamente através de uma termorresistência (RTD), com incerteza de $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$. Além disso, a temperatura da superfície externa das camadas de lã de rocha foi medida com termopares tipo K, com incerteza de $\pm 1,0^{\circ}\text{C}$, a fim de estimar as perdas térmicas através do isolamento. Os resultados para as estimativas de emissividade total hemisférica, com as incertezas associadas, constam na Seção 6.1.

O experimento consistia em medir a potência requerida para manter a superfície frontal do painel fotovoltaico a uma temperatura conhecida, maior que a temperatura ambiente, em condições controladas de laboratório. Quando o sistema alcança o regime permanente, toda energia térmica adicionada pela fonte de calor é dissipada por convecção, por troca líquida de radiação entre a superfície do módulo e a sala, e também pelas perdas térmicas através do isolamento. Então, a emissividade total hemisférica pode ser estimada como mostrado pela Equação (5.21), válida para o ensaio em laboratório. Em campo, diversos agentes externos podem alterar as características da superfície dos módulos e, portanto, se a unidade não puder ser retirada de linha para avaliação, métodos comparativos de determinação de emissividade devem ser aplicados.

$$\varepsilon = \frac{(VI - \dot{Q}_p) - \bar{h}A_{sup}(T_s - T_{atm})}{\sigma A_{sup}(T_s^4 - T_{atm}^4)} \quad (5.21)$$

Refletividade na direção normal

Os modelos de tratamento de dados embutidos nas câmeras térmicas consideram a expressão $(1 - \varepsilon)$ como estimativa da refletividade superficial, o que é normalmente assumido para superfícies opacas. Neste trabalho foram realizados experimentos para verificar esta hipótese. Como as propriedades ópticas da superfície frontal dos painéis têm dependência direcional, o estudo destas propriedades foi dividido em avaliações feitas na direção normal e avaliações feitas fora da direção normal.

A fim de obter uma estimativa da refletividade do vidro na direção normal, foi realizado um conjunto de testes em condições controladas de laboratório. Foi utilizado um radiador padrão de corpo negro modelo Fluke 4181 calibrado para emissão de radiação em uma temperatura conhecida na direção da superfície do painel. Entre o painel e o radiador foi posicionada a câmera termográfica FLIR SC660 apontada para o painel, como mostrado na Figura 5.5, registrando a reflexão do radiador através da superfície do alvo. No Apêndice C estão as informações detalhadas dos modelos da câmera térmica e do corpo negro.

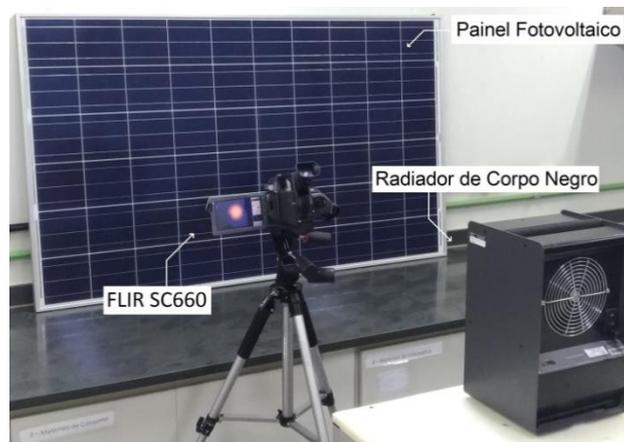


Figura 5.5 – Posicionamento do termovisor no teste de avaliação de refletividade na direção normal.

Em seguida, foi ajustada emissividade igual a um e distância igual a zero nos dados de entrada do programa da câmera. A leitura de temperatura obtida na área correspondente à reflexão do corpo negro está associada à resposta eletrônica total (S) dos sensores do termovisor, conforme já apresentado em seções precedentes deste trabalho.

O painel fotovoltaico ensaiado não estava energizado e, portanto, em equilíbrio térmico com a vizinhança, ambos na temperatura ambiente ($T_{obj} = T_{atm}$). Então, o sinal eletrônico equivalente do objeto e do ambiente podem ser calculados:

$$S_{obj} = C\epsilon\tau \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{atm}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (5.22)$$

$$S_{atm} = C(1 - \tau) \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{atm}}\right) - 1 \right]} d\lambda \quad (5.23)$$

Se o sinal eletrônico total é conhecido, assim como as componentes do objeto e ambiente a partir das Equações (4.9), (5.22) e (5.23) respectivamente, o sinal refletido pode ser estimado por substituição direta dos termos na Equação (4.2). Então, a refletividade na direção normal do painel é o valor que satisfaz a Equação (5.24):

$$\rho = \frac{S - S_{obj} - S_{atm}}{C\tau \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} S_k \frac{c_1}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{c_2}{\lambda T_{refl}}\right) - 1 \right]} d\lambda} \quad (5.24)$$

Em que T_{refl} é o valor de temperatura ajustado no corpo negro.

Refletividade e emissividade direcionais

A emissividade e a refletividade do vidro que compõe a cobertura frontal dos módulos de silício possuem forte dependência direcional, e isto representa que qualquer registro termográfico deve levar em conta o ângulo de reflexão (θ_i) formado entre termovisor e alvo. Os painéis fotovoltaicos fixos são instalados com um determinado ângulo de inclinação em relação ao solo, fazendo com que as inspeções sejam realizadas de forma não alinhada à direção normal ao plano de inclinação do painel. Neste contexto, enquanto a refletividade aumenta significativamente com o ângulo de reflexão, a emissividade diminui e, portanto, o sinal captado pela câmera se altera. Na Figura 5.6 está representado esquematicamente o efeito da variação do ângulo de inclinação do painel sobre o ângulo de reflexão.

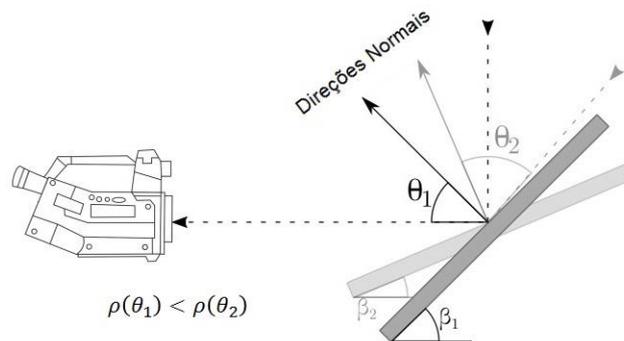


Figura 5.6 – Efeito da variação do ângulo de inclinação do painel sobre as condições de inspeção.

Um estudo realizado por Hsieh e Su (1979) apresenta uma relação entre o ângulo de reflexão e a refletividade do vidro na faixa do infravermelho de ondas longas (LW) e na faixa do infravermelho distante (FIR – *Far Infrared*). No entanto, a fim de caracterizar apropriadamente a superfície estudada neste trabalho, um conjunto de testes em campo foi realizado para determinar, experimentalmente, a refletividade da parte frontal dos painéis fotovoltaicos. Neste sentido, foi considerada uma determinada faixa de ângulos de reflexão e, então, comparados os resultados obtidos com os valores reportados por estes autores.

Os ensaios foram realizados na Usina TESLA, próximo à área ocupada pela estação solarimétrica. Este local foi escolhido por ser uma região ampla e aberta, buscando reduzir influências de radiação emitidas por outras fontes, além do céu, que incidem sobre a superfície analisada. Outro motivo para realização dos ensaios em campo se deve ao fato da refletividade do vidro ser também dependente do espectro da radiação incidente sobre a superfície (BAGLEY, 1976). Portanto, ao invés de utilizar o radiador de corpo negro, cujo espectro de radiação é aproximadamente contínuo no intervalo de $8 \mu\text{m}$ a $14 \mu\text{m}$, optou-se por realizar os testes em campo, onde o perfil do espectro da radiação incidente é descontínuo (BERDAHL, 1982) e mais próximo da realidade de operação dos painéis fotovoltaicos. O arranjo experimental para o ensaio de determinação da refletividade direcional da superfície frontal dos painéis é mostrado na Figura 5.7.



Figura 5.7 – Aparato experimental para determinação da refletividade direcional da superfície do painel.

O experimento consistia em variar o ângulo de inclinação da superfície a partir de ajustes na estrutura de sustentação na qual o painel estava apoiado. O ângulo de inclinação foi medido com um inclinômetro digital. A temperatura ambiente e umidade relativa do ar foram registradas com o auxílio de um termo-higrômetro digital modelo Testo 622, e a temperatura superficial do painel foi medida com uma termorresistência (RTD), com incerteza de $\pm 0,2^\circ\text{C}$. A termocâmera FLIR SC660 foi posicionada à frente do painel sobre um tripé e fixada paralelamente ao solo para todos os pontos experimentais. Salienta-se que variar a inclinação do painel ou da câmera no tripé gera o mesmo efeito sob o ponto de vista prático do problema, mas da forma como o experimento foi conduzido garante uma padronização dos termogramas registrados.

Para cada ângulo de inclinação do painel, a rotina de testes consistia em registrar uma imagem térmica do céu ($\theta = 0^\circ$), imediatamente depois posicionar a câmera paralelamente ao solo e então registrar um termograma da superfície do painel. Adotando o mesmo procedimento apresentado nas seções precedentes, foi ajustado nos dados de entrada da câmera $\varepsilon = 1$ e $d = 0$ para que a resposta eletrônica total (S) dos sensores tanto do termograma do céu quanto do termograma do painel pudesse ser diretamente obtida a partir da Equação (4.9). Particularmente para o primeiro termograma, a temperatura de céu pode ser estimada utilizando o mesmo procedimento apresentado na Seção 4.5.

O sinal do objeto é obtido da Equação (5.22), porém, utilizando como referência a temperatura medida com o RTD. Já o sinal do ambiente é calculado pela Equação (5.23). Fazendo um balanço de sinais eletrônicos relacionados à inspeção no painel, se o sinal eletrônico total é conhecido, assim como as componentes do objeto e do ambiente, a refletividade direcional é o valor que satisfaz a Equação (5.24), usando $T_{céu}$ no denominador.

5.2.2 – Determinação das fontes de incertezas intrínsecas da câmera

A Organização Internacional de Metrologia Legal (OIML), em sua regulamentação R141 estabelece um conjunto mínimo de critérios para avaliação de termovisores, e recomenda uma série de procedimentos que devem ser realizados periodicamente para verificar as condições de operação destes equipamentos (OIML R141, 2013). Todas as fontes de incertezas intrínsecas consideradas neste trabalho, que foram previamente apresentadas na Seção 4.6, possuem procedimento de determinação de acordo com esta recomendação.

Para as inspeções termográficas na Usina Solar TESLA, é utilizado o termovisor modelo FLIR SC660. Trata-se de uma câmera térmica científica que se caracteriza pela elevada resolução de seus termogramas através de uma matriz de 640x480 pixels, pelo baixo peso e pela quantidade de ferramentas auxiliares para análise das imagens com possibilidade de integração com programas do fabricante. O que se apresenta a seguir é um conjunto de etapas para estimativa de cada uma das sete fontes de incertezas intrínsecas, sendo que os resultados ficam associados a este modelo específico de termovisor. Com exceção da resolução digital de temperatura (DTR), todas as demais fontes possuem procedimento experimental e utilizam para condução dos ensaios um radiador padrão de corpo negro modelo Fluke 4181 calibrado, como mostrado na Figura 5.8.



Figura 5.8 – Montagem experimental para determinação das fontes de incertezas do termovisor.

→ **Estabilidade de Temperatura (TS)**

Definição: Faixa na qual estão localizados os resultados de medição devido à utilização do termovisor em condições diferentes de sua calibração.

Procedimento experimental:

- (i) Isolar a sala, mantendo porta e janelas fechadas. Ligar o ar condicionado e então aguardar a climatização do ambiente.
- (ii) Ligar o corpo negro em uma temperatura especificada e aguardar a estabilização do *set point*.
- (iii) Posicionar a termocâmara com o corpo negro centrado em seu campo de visão.
- (iv) Utilizar a ferramenta de círculo, abrangendo uma porção significativa do corpo negro e obter a temperatura média indicada.
- (v) Redefinir o *set point* do corpo negro e repetir todo o procedimento a partir do segundo item.

Obs Executar o teste para outras temperaturas ambiente. Fixada a temperatura de referência no corpo negro, *TS* é assumida como o desvio máximo entre as indicações obtidas para diferentes condições do ambiente. Com o conjunto de dados, é levantada uma curva *TS* em função da temperatura do mensurando. Assumir $u_{TS}(\hat{T}_{obj}) = TS/\sqrt{12}$.

→ **Resolução Espacial de Medição (MSR)**

Definição: Mínima dimensão angular do mensurando que não produz influência sobre o resultado de medição.

Procedimento experimental:

- (i) Ligar o corpo negro em uma temperatura especificada e aguardar a estabilização do *set point*.
- (ii) Posicionar a termocâmara com o corpo negro centrado em seu campo de visão.
- (iii) Utilizar a ferramenta de ponto, posicionado em uma região que permanece exposta do corpo negro ao longo de todo o ensaio, mesmo após movimentação dos diafragmas, Figura 5.9.
- (iv) Ajustar a largura da fenda e verificar a leitura de temperatura no ponto destacado. Calcular a dimensão angular (δ_{MSR}) do experimento e a *STRF* associada:

$$\delta_{MSR} \approx l/R \quad (5.25)$$

$$STRF = \frac{T_{fenda} - T_{amb}}{\max(T_{fenda} - T_{amb})} \quad (5.26)$$

Obs Repetir os cálculos diminuindo progressivamente a largura da fenda, levantando uma curva de *STRF* em função da dimensão angular do mensurando. Neste procedimento, *MSR* corresponde ao ângulo δ_{MSR} para o qual *STRF* = 0,99. Assumir $u_{MSR}(\hat{T}_{obj}) = MSR$.

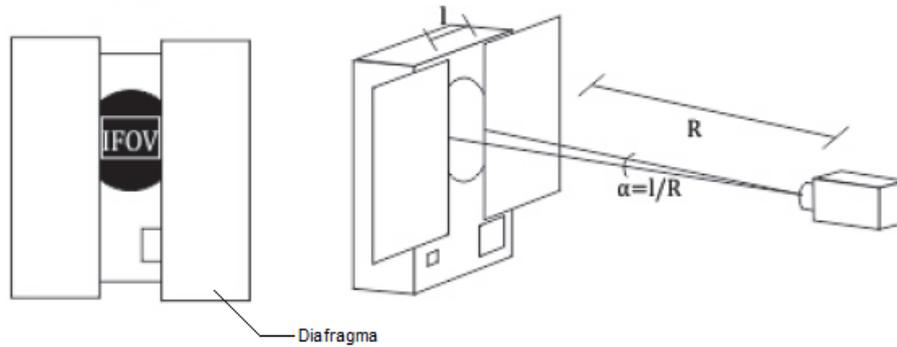


Figura 5.9 – Aparato para determinação da resolução espacial de medição. (Adaptado de: FERREIRA, 2019)

→ **Uniformidade de Medição (MU)**

Definição: Faixa que abrange os resultados da medição para diferentes posições do mensurando dentro do campo de visão do termovisor.

Procedimento experimental:

- (i) Ligar o corpo negro em uma temperatura especificada e aguardar a estabilização do *set point*.
- (ii) Posicionar a termocâmara com o corpo negro, primeiramente, centrado em seu campo de visão.
- (iii) Utilizar a ferramenta de área, abrangendo uma porção significativa do corpo negro e obter a temperatura média indicada.
- (iv) Deslocar o corpo negro para as demais posições de ensaio dentro do campo de visão do termovisor: arestas superior esquerda, superior direita, inferior esquerda e inferior direita (Figura 5.10). Com os valores máximo e mínimo dentre as 05 medições, determinar a sensibilidade do campo de visão através da expressão:

$$\delta T = \hat{T}_{m\acute{a}x} - \hat{T}_{m\grave{i}n} \quad (5.27)$$

Obs Repetir o procedimento para outras temperaturas do corpo negro, levantando uma curva de δT em função da temperatura do mensurando. É assumido que $u_{MU}(\hat{T}_{obj}) = MU/\sqrt{12}$.

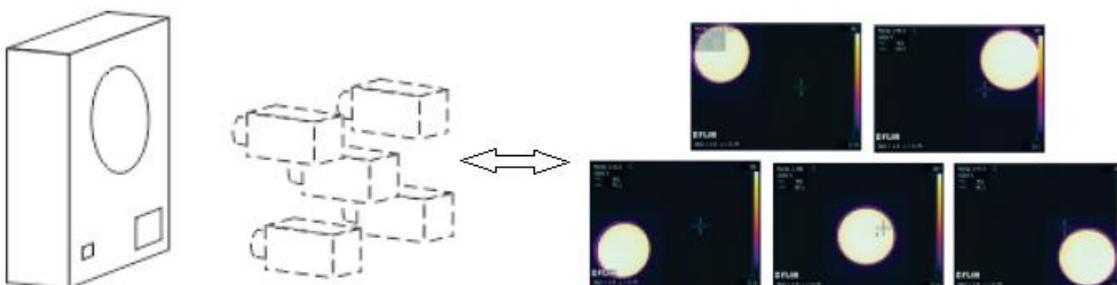


Figura 5.10 – Procedimento de determinação da uniformidade de medição. (Adaptado de: FERREIRA, 2019).

→ Erro Gerado por Ruído (NGE)

Definição: Desvio padrão da leitura de temperatura devido aos ruídos internos do sistema.

Procedimento experimental:

- (i) Ligar o corpo negro em uma temperatura especificada e aguardar a estabilização do *set point*.
- (ii) Posicionar a termocâmara com o corpo negro centrado em seu campo de visão.
- (iii) Registrar dois termogramas consecutivos e extrair a matriz de temperaturas pixel a pixel de ambas as imagens.
- (iv) Determinar a resolução térmica do termovisor através da expressão:

$$\Delta T_{NETD} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{\sum_{i=1}^X \sum_{j=1}^Y \frac{(\Delta T_{i,j} - \Delta \hat{T})^2}{XY}} \quad (5.28)$$

Obs Repetir o procedimento para outras temperaturas do corpo negro, levantando uma curva de ΔT_{NETD} em função da temperatura do mensurando. É assumido que $NGE = \Delta T_{NETD}$. Por definição, $u_{NGE}(\hat{T}_{obj}) = NGE$.

→ Mínimo Erro (ME)

Definição: Dispersão obtida entre o valor registrado pelo termovisor e a temperatura do mensurando, em condições de calibração.

Procedimento experimental:

- (i) Ligar o corpo negro em uma temperatura especificada e aguardar a estabilização do *set point*.
- (ii) Posicionar a termocâmara com o corpo negro centrado em seu campo de visão.
- (iii) Utilizar a ferramenta de círculo, abrangendo uma porção significativa do corpo negro e obter a temperatura média indicada.
- (iv) Obter a diferença entre a temperatura de referência no corpo negro (T_{ref}) e a temperatura indicada pelo termovisor (T_{obj}):

$$ME = |T_{ref} - T_{obj}| \quad (5.29)$$

Obs Repetir o procedimento para outras temperaturas do corpo negro, levantando uma curva de ME em função da temperatura do mensurando. É assumido que $u_{ME}(\hat{T}_{obj}) = ME/\sqrt{12}$.

→ **Repetitividade (RE)**

Definição: Precisão do resultado diante de uma série de medições. Seu valor é assumido como o desvio padrão experimental da média de n observações do mensurando.

Procedimento experimental:

- (i) Ligar o corpo negro em uma temperatura especificada e aguardar a estabilização do *set point*.
- (ii) Posicionar a termocâmara com o corpo negro centrado em seu campo de visão.
- (iii) Utilizar a ferramenta de círculo, abrangendo uma porção significativa do corpo negro e obter uma série de n termogramas desta imagem.
- (iv) A partir das temperaturas médias obtidas, determinar o desvio padrão e o desvio padrão da média através das expressões:

$$s_{RE}(T_{obj}) = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (T_{obj,i} - \hat{T}_{obj})^2} \quad (5.30)$$

$$s_{RE}(\hat{T}_{obj}) = \frac{s_{RE}(T_{obj})}{\sqrt{n}} \quad (5.31)$$

Obs Repetir o procedimento para outras temperaturas do corpo negro, levantando uma curva de $s_{RE}(\hat{T}_{obj})$ em função da temperatura do mensurando. Assumir que $u_{RE}(\hat{T}_{obj}) = s_{RE}(\hat{T}_{obj})$.

→ **Resolução Digital da Temperatura (DTR)**

Definição: Menor diferença de temperatura que pode ser captada devido às limitações do canal digital do termovisor.

Procedimento de cálculo:

Obs Esta foi a única fonte de incerteza intrínseca da termocâmara que não teve procedimento experimental para a sua determinação.

- (i) *DTR* pode ser estimada a partir da faixa nominal de temperatura do termovisor, bem como do número de bits de seu conversor analógico/digital:

$$DTR = \frac{\Delta T_{span}}{2^{k_n}} \quad (5.32)$$

- (ii) Conforme manual do termovisor, o número de bits do conversor analógico/digital do equipamento é $k_n = 14$. Portanto, tem-se que:

Faixa de medição [K]	<i>DTR</i> [K]
293,15 a 393,15	0,0098
393,15 a 773,15	0,0305

- (iii) Assumir $u_{DTR}(\hat{T}_{obj}) = DTR/\sqrt{12}$.

5.2.3 – Medição das variáveis climáticas

Os dados de entrada do modelo matemático para estimativa de eficiência dos painéis fotovoltaicos são formados pelas condições ambientais atuantes durante o período de operação dos módulos e, obviamente, pela radiação solar incidente. Conforme mencionado, para a Usina Solar TESLA, este conjunto de dados é obtido a partir de uma estação meteorológica fixada em local aberto próximo à área dos painéis, sendo também instalada no terraço da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, com disposição dos equipamentos evidenciada na Figura 5.11.

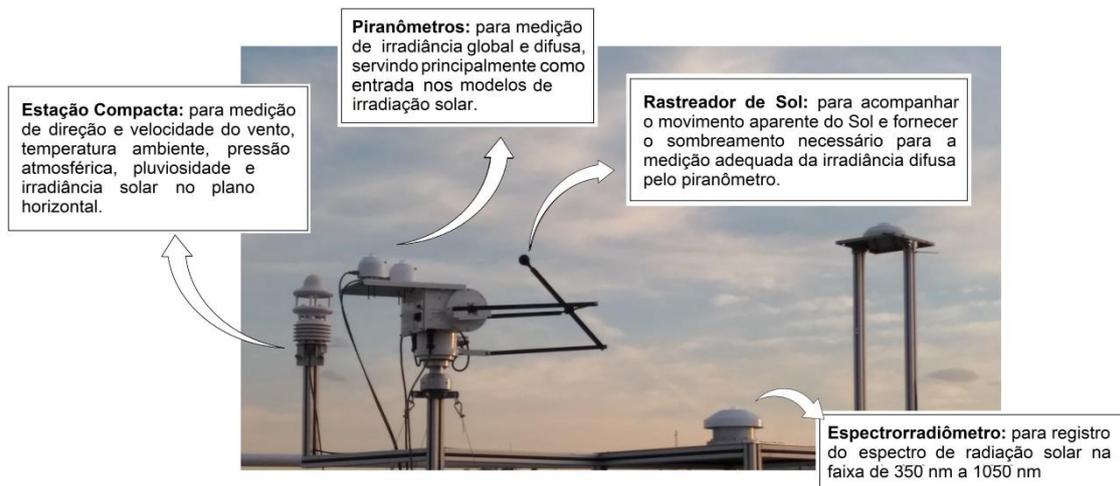


Figura 5.11 – Estação meteorológica instalada próximo à área dos painéis.

A estação é composta por dois piranômetros da EKO Instruments (modelo MS-80), com resposta de 95% em 0,5 s e sensibilidade de $10 \mu V W^{-1} m^2$ para medição de irradiância global e difusa; um pireliômetro da EKO Instruments (modelo MS-56), com resposta de 95% em até 1,0 s e comprimento de onda entre $0,2 \mu m$ e $4,0 \mu m$ para medição de irradiância direta; um espectrorradiômetro da EKO Instruments (modelo MS-720), com comprimento de onda entre $0,35 \mu m$ e $1,05 \mu m$ e tempo de exposição de 0,005 s a 5 s para medição do espectro de radiação solar; um rastreador de Sol, também da EKO Instruments (modelo STR-22G), com resolução angular de $0,009^\circ$ e precisão de $0,01^\circ$; um sistema de aquisição de dados da Campbell (modelo CR6). Além destes equipamentos, o arranjo conta com uma estação compacta da Lufft (modelo WS600-UMB) para medição de velocidade e direção do vento, temperatura ambiente, pressão atmosférica, pluviosidade e irradiância solar global no plano horizontal. As características nominais de todos os equipamentos que constituem a estação meteorológica se encontram reunidas no Apêndice C.

O projeto original da Usina TESLA contempla que este sistema é conectado através de um modem (WebBox), o qual disponibiliza os dados registrados para um portal na internet (Meteocontrol), permitindo que sejam feitas análises e tratamento posterior dos dados (FOUREAUX, 2014). Nesta plataforma integrada, podem ser acessados os valores das variáveis climáticas e operacionais correspondente a uma determinada data de interesse, com um intervalo de amostragem de 5 minutos. Na Figura 5.12 é mostrado um exemplo de registro da irradiância solar e potência gerada obtida diretamente da base de dados da Meteocontrol.

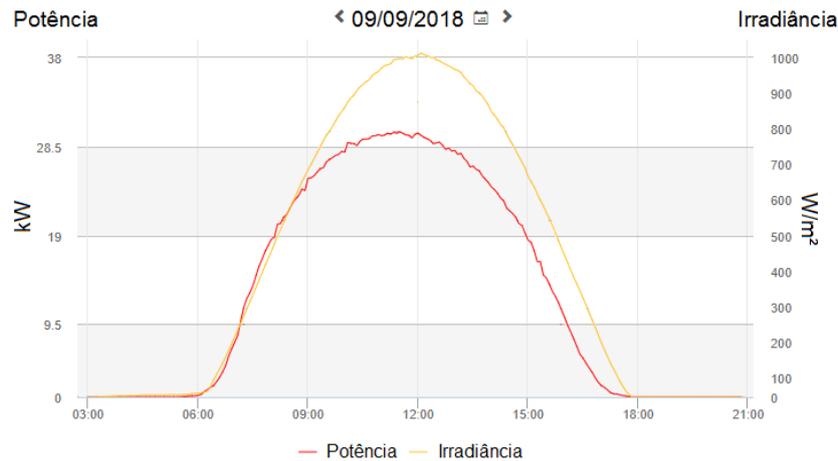


Figura 5.12 – Exemplo de dados de irradiância solar e potência gerada obtidos da base de dados da usina.

5.2.4 – Precauções para a realização das inspeções termográficas

Algumas considerações importantes devem ser feitas antes de iniciar qualquer inspeção termográfica na usina solar. Conforme previamente discutido na Seção 4.7, dois tipos de avaliações podem ser realizadas: uma inspeção global qualitativa para verificação do comportamento geral da usina e identificação de módulos com desempenho abaixo do esperado, e uma inspeção painel a painel para obtenção de uma informação térmica mais precisa de cada módulo. Dada a forma construtiva da Usina Solar TESLA e do espaço disponível no terraço do prédio da Escola de Engenharia, a inspeção geral é feita lateralmente a partir do local de instalação da estação meteorológica acompanhada, em seguida, por inspeções individuais através dos corredores entre as fileiras dos painéis fotovoltaicos.

Em relação às inspeções individuais, nas quais é necessário registrar de forma precisa a temperatura de operação dos módulos, é essencial que os parâmetros do modelo matemático de medição do termovisor sejam corretamente estimados. Além disso, é importante identificar todas as fontes de radiação que contribuem para o sinal refletido que é captado pelo termovisor durante as inspeções. Na Figura 5.13 é mostrado, de forma esquemática, como se apresenta o cenário de inspeção termográfica pela parte da frente dos painéis, evidenciando que o solo e os painéis da frente (além do céu) contribuem para o sinal total registrado. Também é mostrado o ângulo formado entre a câmera térmica e a direção normal ao plano de inclinação do painel, no caso de uma inspeção horizontal. A influência deste ângulo sobre a emissividade direcional total é indicada na Seção 6.1.

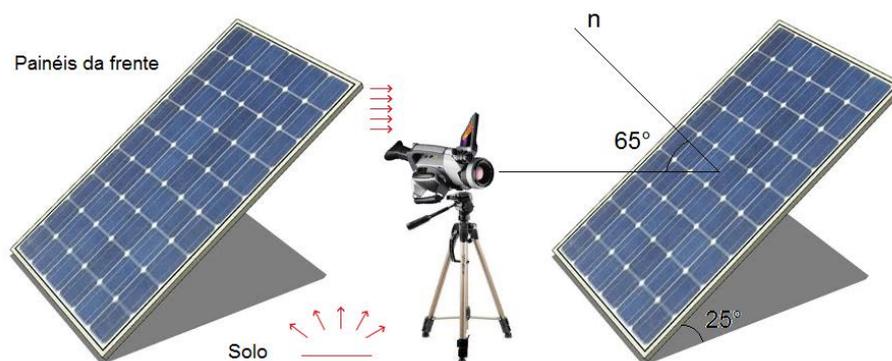


Figura 5.13 – Cenário de inspeção termográfica individual dos painéis da Usina Solar TESLA.

A distância entre a câmera térmica e o painel pode ser facilmente padronizada antes dos registros das imagens radiométricas. A temperatura ambiente e a umidade relativa do ar são obtidas a partir da base de dados da estação meteorológica, bastando fazer o registro do horário da inspeção para posterior cruzamento das informações. Por fim, emissividade superficial e temperatura média refletida precisam ser direta ou indiretamente estimadas para que a compensação do sinal captado pela câmera possa ser corretamente feita.

Na Seção 5.2.1 foi apresentado um procedimento de determinação da emissividade total hemisférica da superfície dos painéis fotovoltaicos por meio de um balanço de energia. Além disso, foi salientado, em seguida, que uma avaliação mais correta precisa levar em consideração a característica direcional das propriedades ópticas do vidro, tal como é feito neste trabalho. Se por restrições de tempo, disponibilidade de realização de ensaios ou se uma melhor precisão nos resultados não for requerida, a emissividade da superfície do módulo fotovoltaico pode ser estimada por um método comparativo.

Nesta técnica, uma fita de alta emissividade ($\varepsilon = 0,95$) é colocada sobre a superfície do painel, entrando rapidamente em equilíbrio térmico e assumindo a mesma temperatura do conjunto. Em seguida, é feito um registro termográfico sobre a superfície padrão, ajustando o termovisor para o valor de emissividade da fita e obtendo assim a temperatura real do painel, a qual serve como referência. Na última etapa, é feita uma verificação da superfície do módulo, ajustando a emissividade no termovisor até que a temperatura medida se torne igual à temperatura de referência previamente obtida. Na Figura 5.14 é mostrado esquematicamente este procedimento, o qual deve ser repetido para um conjunto de pontos para que o resultado médio encontrado seja estatisticamente consistente.

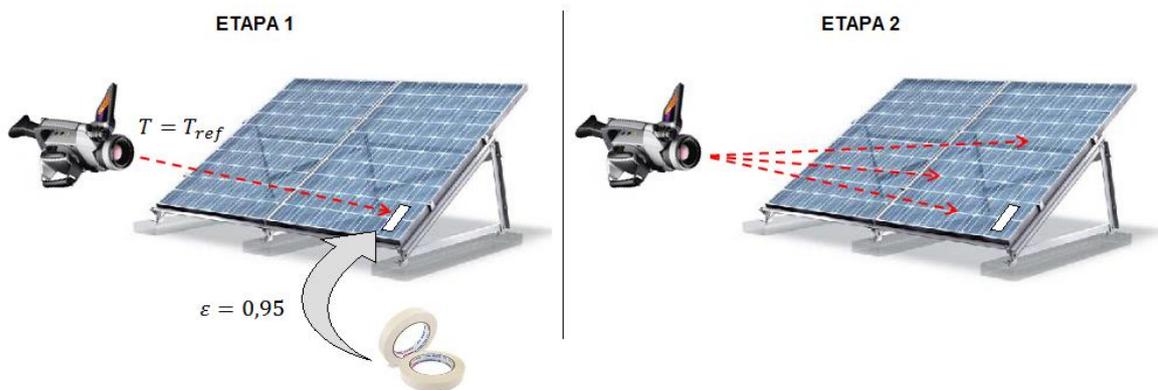


Figura 5.14 – Etapas para determinação da emissividade superficial pelo método comparativo.

A temperatura média refletida atua no modelo matemático de medição dos termovisores na compensação do sinal de radiação devido às influências de objetos próximos do alvo. Na ausência de informações mais detalhadas, é comum assumir $T_{refl} = T_{atm}$ no *setup* do termovisor, sendo uma prática bastante recorrente e, muitas vezes, inadequada. É necessário verificar se tal condição é satisfatória dentro do cenário da inspeção termográfica que está sendo realizada, e na Figura 5.13 foi mostrado que, no contexto deste trabalho, outras influências estão presentes. A reflexão do céu, solo e painéis da frente é avaliada de acordo com a metodologia proposta na Seção 4.4, sendo a temperatura de céu, em especial, estimada seguindo o procedimento descrito na Seção 4.5.

Novamente, em caso de haver alguma restrição à execução dos procedimentos descritos ou se uma melhor precisão não for requerida, a estimativa da temperatura média refletida pode ser feita experimentalmente a partir de procedimentos mais simples (CEMIG, 2010). A técnica consiste em utilizar uma folha de alumínio corrugado em seu lado mais espelhado como um anteparo a ser posicionado sobre a superfície do painel, de forma que se tenha o mesmo ângulo de visão com o qual a câmera térmica normalmente captaria o sinal de radiação do módulo. Em seguida, a termocâmera deve ter seus parâmetros de aquisição ajustados para emissividade unitária e distância nula, pois o que se quer registrar é a temperatura aparente, não compensada. Com o foco no anteparo, a última etapa consiste em registrar a temperatura média nesta região, a qual corresponde à temperatura média refletida que se pretende estimar. Este procedimento está representado esquematicamente na Figura 5.15. Em alguns casos, nos quais houver várias fontes de reflexão, é necessário medir a temperatura aparente refletida em mais de uma posição em relação ao alvo.

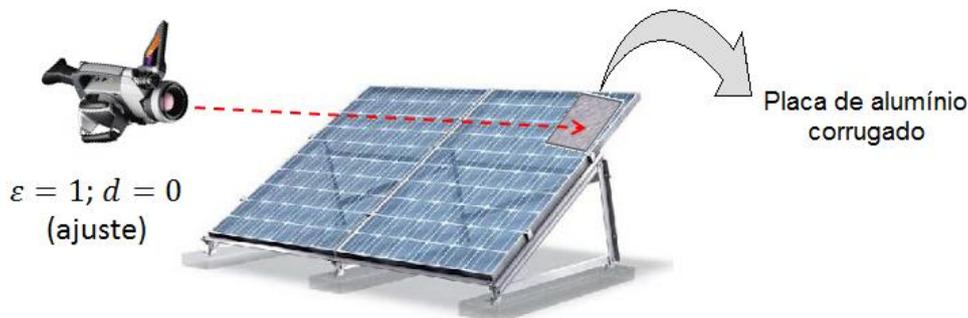


Figura 5.15 – Determinação experimental da temperatura média refletida.

Na Seção 4.7 foi previamente discutida a possibilidade da realização da termografia por meio das superfícies frontal ou posterior do módulo fotovoltaico, cada uma apresentando suas respectivas vantagens e limitações de uso. Independente da posição através da qual a inspeção é feita, uma característica inerente da técnica está no fato de que a temperatura medida é da superfície do alvo. Como o interesse maior está na temperatura de operação da célula solar, é necessário compensar o registro térmico resultado da inspeção termográfica e estimar a temperatura interna do módulo por meio da Equação (3.39). Basicamente é necessária uma caracterização construtiva do módulo em termos das espessuras de cada camada, bem como da condutividade e difusividade térmicas de cada material, conforme apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Propriedades térmicas das camadas do módulo fotovoltaico

Camada	Espessura [mm]	Condutividade [W/mK]	Difusividade [m ² /s]
Vidro	4,0	1,80	1,2 x 10 ⁻⁶
EVA	3,0	0,35	1,7 x 10 ⁻⁷
Células solares	1,0	148	9,4 x 10 ⁻⁵
Fluoreto de polivinil	0,3	0,20	1,3 x 10 ⁻⁷

Fonte: KANT, 2016; Manual YINGLI.

O conjunto de etapas para realização das inspeções termográficas nos painéis da Usina Solar TESLA é descrito na sequência. Salienta-se que este procedimento está relacionado à análise quantitativa (painel a painel) na superfície frontal, que representa o foco deste trabalho. Já a inspeção global da usina não necessita de tal rigor metrológico para a sua realização, dado seu caráter qualitativo na identificação de pontos de sobreaquecimento que irão requerer posterior atenção.

- 1) Registro do horário da inspeção.
- 2) Fixação da câmera no tripé, garantindo estabilidade na obtenção das imagens.
- 3) Ajuste de emissividade unitária e distância zero nos parâmetros da câmera.
- 4) Registro de termogramas do céu ($\theta = 0^\circ$), solo e painéis da frente.
- 5) Ajuste do ângulo de inclinação da câmera, em posição paralela ao solo.
- 6) Ajuste de foco com o painel centralizado no campo de visão do termovisor.
- 7) Registro de três termogramas em sequência.
- 8) Repetição do processo para os outros módulos.
- 9) Transferência dos dados para a unidade de armazenamento externa.
- 10) Pós-processamento dos dados.

5.2.5 – Pós-processamento dos dados

Realizadas as inspeções termográficas na Usina TESLA, alguns cuidados precisam ser tomados para que os resultados possam ser devidamente interpretados. Ao fazer a análise dos dados, o primeiro passo é fazer uma cópia dos dados climáticos registrados pela estação meteorológica da usina correspondentes ao horário exato de realização das inspeções. Estes dados são úteis para o cálculo da incerteza de medição das temperaturas que estão sendo medidas via termografia e também para estimativa da eficiência de conversão do painel, tal como apresentado na próxima seção.

Neste trabalho os termogramas foram organizados em pastas, separadas pelo horário de inspeção, e todos os arquivos foram executados no programa FLIR *Quick Report 1.2 SP2*. Este é um programa de pós-processamento de termogramas que permite, dentre outras funções, ajustar novos valores para os parâmetros de medição e aplicar diversas ferramentas de interpretação da matriz de temperaturas. Utilizando a ferramenta de área, foram obtidas as temperaturas médias dos termogramas do céu, solo, painéis da frente e, naturalmente, dos termogramas do painel inspecionado. Conforme metodologia descrita neste trabalho, todas estas temperaturas médias são obtidas ajustando emissividade unitária e distância nula nos parâmetros da câmera, pois é o tipo de informação utilizada para o cálculo da temperatura corrigida apresentado na Seção 4.4.

Ao final foi estabelecida uma rotina de cálculo no EES, agregando rigor metrológico ao contabilizar as fontes de incertezas intrínsecas e externas que compõem a incerteza de medição. Com a completa sistematização do procedimento de análise de incertezas, é possível obter resultados acerca da confiabilidade de medição de temperatura via termografia para as inspeções realizadas na Usina Solar TESLA.

5.3 – Estratégia de diagnóstico em painéis

As estimativas de eficiência teórica via modelo e de eficiência de cada painel por termografia são duas abordagens distintas, e complementares, que são propostas no contexto deste trabalho. O modelo matemático apresentado se justifica por representar de forma mais adequada a realidade de operação dos módulos fotovoltaicos, frente às flutuações das variáveis do ambiente e da radiação solar, em comparação com as características nominais destes equipamentos obtidas a partir das condições padrão de ensaio em laboratórios. Para aplicação das estratégias de diagnóstico aqui discutidas, consideram-se realizadas as fases de validação e refinamento dos modelos, garantindo que as rotinas implementadas representem, de forma satisfatória, o comportamento transiente real do conjunto de painéis fotovoltaicos da usina. A validação dos modelos é mostrada na Seção 6.3 deste trabalho.

Conforme apresentado em detalhes neste trabalho, o modelo geral é composto por três sub-rotinas que constituem o modelo térmico, de irradiação solar e elétrico. Os registros de irradiância solar da estação meteorológica são tratados no modelo de irradiação e têm seus valores transpostos para a direção normal ao plano de inclinação do painel fotovoltaico. O modelo térmico recebe esta solicitação transiente e, juntamente com a aplicação das condições ambientais, estima a temperatura de operação da célula. Ao final, as saídas dos modelos térmico e de irradiação solar são introduzidas no modelo elétrico, no qual é determinada a curva característica $I \times V$ do painel, compensados os efeitos de temperatura e radiação solar em seu aspecto.

Por outro lado, a potência real de saída dos painéis pode eventualmente gerar um ponto fora da curva estimada pelo modelo. As razões para isto são que, além das incertezas associadas à medição de corrente e tensão, variações das condições climáticas mudam constantemente a posição do ponto de operação dos painéis, ora favorecendo e ora prejudicando seu desempenho. Portanto, a eficiência de conversão nominal (η_c) que é inicialmente assumida no modelo térmico pode não se verificar na prática, sendo então necessário estabelecer um valor de referência mais adequado para a eficiência operativa dos painéis. A alternativa que se propõe é colocar o modelo matemático para rastrear o PMP dos módulos fotovoltaicos a cada instante de tempo, permitindo calcular a máxima eficiência possível (limite teórico), ponto a ponto, ao longo de todo o período de operação.

Porém, a grande limitação desta abordagem é que avaliar um sistema fotovoltaico exclusivamente por meio de limites teóricos de desempenho não é indicativo de como os painéis realmente estão operando em campo. A solução complementar proposta é que cada módulo pode ter a eficiência máxima teórica comparada com sua eficiência real estimada por termografia. Esta etapa de avaliação de desempenho dos painéis está esquematicamente representada na Figura 5.16, deixando em destaque o trecho em que a comparação entre as eficiências real e máxima permite a definição de um coeficiente de desempenho dos módulos. Em regime transiente, a aplicação sucessiva do método permite a obtenção da evolução temporal deste coeficiente mostrando, por exemplo, as flutuações naturais que ocorrem ao longo de um dia completo de operação. Esta curva é extremamente importante, pois reforça o fato de que uma estimativa pontual da eficiência de conversão apresentada não é suficiente para concluir se os painéis da usina estão operando de forma satisfatória.

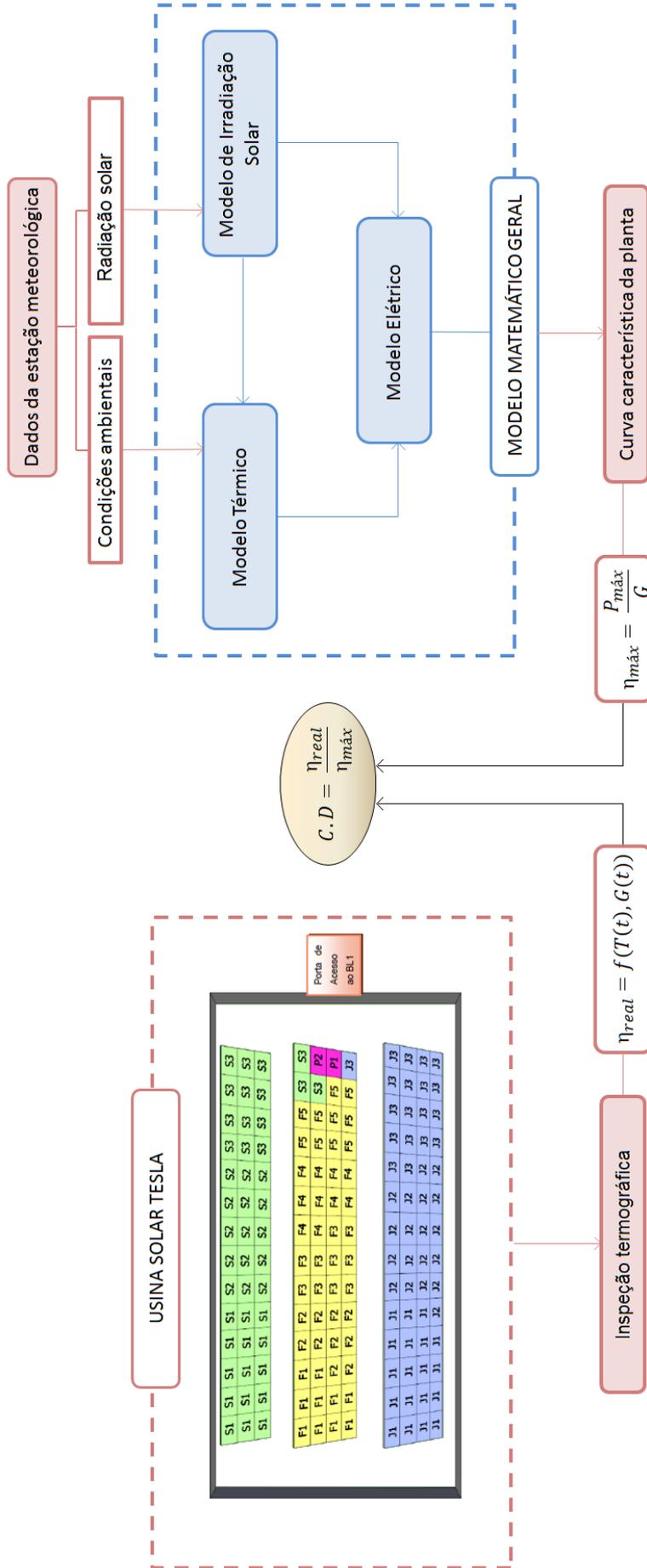


Figura 5.16 - Diagrama esquemático da estratégia para estimativa do coeficiente de desempenho dos painéis da usina solar.

Esta segunda abordagem via inspeção termográfica dos painéis da usina solar se justifica, pois uma análise em separado de cada um dos módulos permite a rápida identificação das unidades que estiverem operando abaixo do esperado. Como previamente discutido, as análises termográficas podem ser desenvolvidas nos painéis da usina através de uma inspeção geral com caráter qualitativo para identificação de eventuais anomalias térmicas na planta ou, mais detalhadamente, através de inspeções individualizadas para contribuir com a estimativa da eficiência de conversão de cada um dos módulos.

No caso das inspeções individuais, a abordagem proposta consiste em fazer a termografia para cada módulo fotovoltaico, estando previamente registradas as condições ambientais e de radiação solar atuantes no momento em que a aquisição é feita. Em seguida, o valor da temperatura da célula precisa ser estimado em função da temperatura superficial que foi medida, utilizando o modelo de transferência de calor por condução apresentado na Seção 3.2. Este valor calculado para a temperatura de operação da célula solar é utilizado como variável de entrada no modelo térmico, agora aplicado isoladamente, e que tem como saída um valor para a eficiência de conversão daquele módulo, em particular. Ao reproduzir este procedimento para todos os painéis, é possível então fazer um mapeamento completo da planta em termos das eficiências de todas as unidades em operação. Na Figura 5.17 está representado esquematicamente o potencial de utilização desta proposta, com indicação de níveis de desempenho entre normal, aceitável e abaixo do esperado para os módulos, simulando o resultado de uma inspeção termográfica na Usina Solar TESLA.

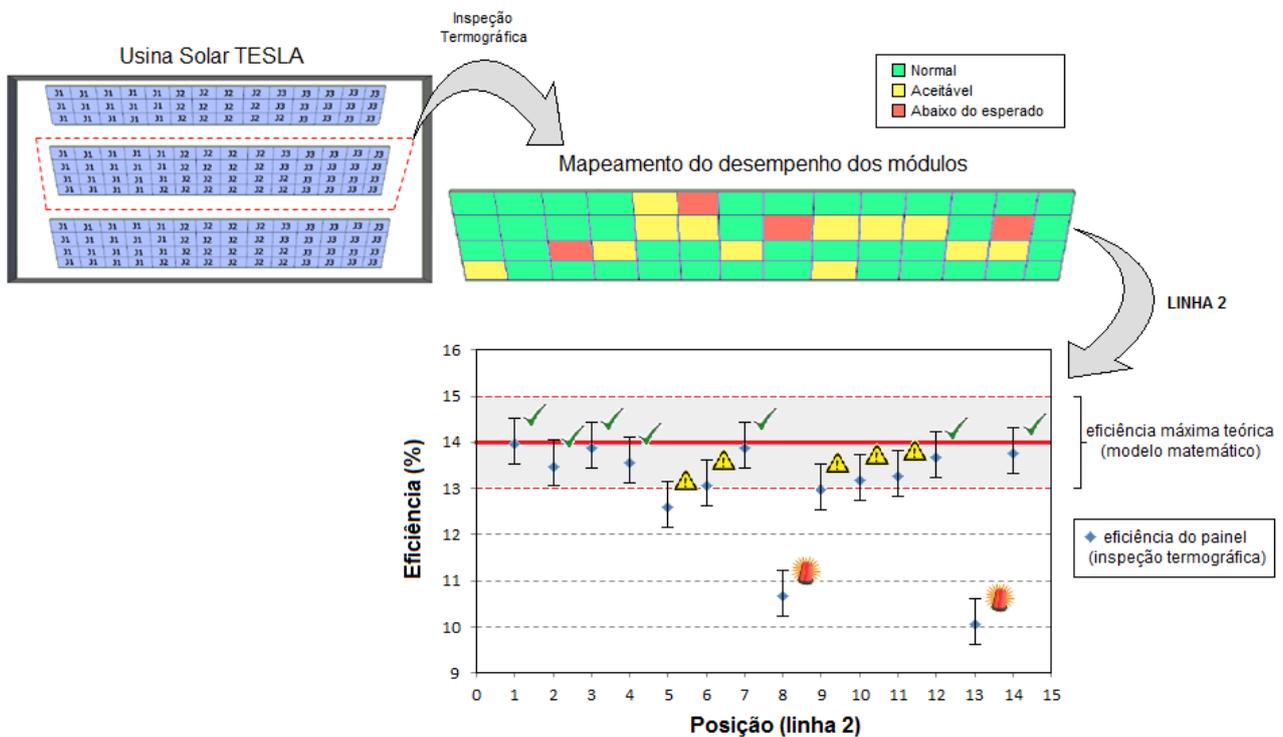


Figura 5.17 – Exemplo de utilização da proposta de diagnóstico de painéis via inspeção termográfica.

Na Figura 5.17 está destacada, como exemplo, uma análise dos resultados obtidos para a segunda fileira de painéis da usina. Para o momento em que a inspeção termográfica está sendo realizada, o modelo matemático estabelece a eficiência máxima que os painéis podem desenvolver a partir das condições de operação, computadas as incertezas inerentes a este valor de referência. Em seguida, os registros termográficos feitos para cada painel são processados e fornecem um indicativo da eficiência individual desenvolvida pelos módulos, com suas respectivas incertezas. De posse destas informações, a proposta de mapeamento do desempenho dos painéis da usina é baseada no que se pode inferir sob o ponto de vista metrológico do problema. As unidades que apresentam, com garantia de 95% de confiabilidade, uma eficiência de conversão dentro dos limites da estimativa de eficiência máxima possível têm seu desempenho classificado como “normal”. Se houver sobreposição parcial dos intervalos de incerteza, o desempenho do painel é tido como “aceitável”. Por fim, o desempenho “abaixo do esperado” identifica os painéis que desenvolvem eficiências garantidamente abaixo do valor de referência para as condições de operação registradas. Este procedimento para diagnóstico da instalação consiste, de forma resumida, na execução do conjunto de etapas apresentadas na sequência.

- 1) Registro dos horários de início e fim da inspeção termográfica na usina.
- 2) Realização da inspeção termográfica individual dos painéis (Seção 5.2.4).
- 3) Obtenção dos dados da estação meteorológica no período da inspeção.
- 4) Estimativa da eficiência máxima teórica através do modelo matemático.
- 5) Pós-processamento dos termogramas e estimativa da eficiência real dos painéis.
- 6) Comparação entre eficiência máxima teórica e eficiências estimadas no passo 5.
- 7) Elaboração do mapa de desempenho da usina.

Capítulo 6

RESULTADOS

Os resultados do presente trabalho estão organizados em diferentes seções neste Capítulo 6. Primeiramente, são mostrados os resultados de caracterização das propriedades ópticas da superfície de vidro dos painéis fotovoltaicos e também são quantificadas as incertezas de medição por termografia, permitindo obter resultados confiáveis da temperatura de operação durante inspeções frontais dos módulos na Usina TESLA. Em seguida, é feita a validação dos modelos matemáticos e utilização destes mesmos modelos para caracterizar a integridade operacional dos painéis por meio do coeficiente de desempenho definido na metodologia deste trabalho, avaliando como este parâmetro pode variar frente às condições reais de operação ao longo de dias de céu claro e nublado. O modelo de correção da temperatura indicada pelo termovisor é validado com dados experimentais em campo e também é feita uma comparação detalhada com o modelo da FLIR. Por fim, a proposta de diagnóstico da usina é testada com o objetivo de mostrar a potencialidade do uso da termografia como instrumento de monitoramento e determinação da eficiência operativa dos painéis fotovoltaicos.

6.1 – Caracterização das propriedades ópticas

Nesta seção são apresentados todos os resultados referentes aos ensaios de caracterização das propriedades ópticas da cobertura de vidro que constitui a superfície frontal dos módulos fotovoltaicos da Usina TESLA, apresentados na Seção 5.2.1 do presente trabalho. Em um primeiro momento, são avaliadas a emissividade e refletividade total-hemisféricas, as quais são aproximações razoáveis das características de emissão e reflexão de radiação da superfície na direção normal (BERGMAN, 2017). No caso de realização de inspeções termográficas mais afastadas da direção normal, as propriedades total-hemisféricas não são boas aproximações e, portanto, a característica direcional da emissividade e da refletividade precisa ser levada em consideração. Por este motivo, um terceiro conjunto de resultados é apresentado nesta seção, indicando como tais propriedades podem variar em função do ângulo formado entre termovisor e a direção normal à superfície do painel, sob condições de operação em campo.

Emissividade total hemisférica

Com relação ao ensaio de determinação da emissividade total hemisférica por balanço de energia, os testes em laboratório foram realizados para uma faixa de temperaturas entre 35°C e 90°C. As incertezas de medição das temperaturas da superfície do painel, das camadas de isolamento e do ambiente foram incluídas na incerteza da estimativa do valor de emissividade em cada ponto experimental considerado. Admitindo correlação empírica para convecção natural em placa plana horizontal (ZHANG, 2017), a Figura 6.1 mostra os resultados obtidos.

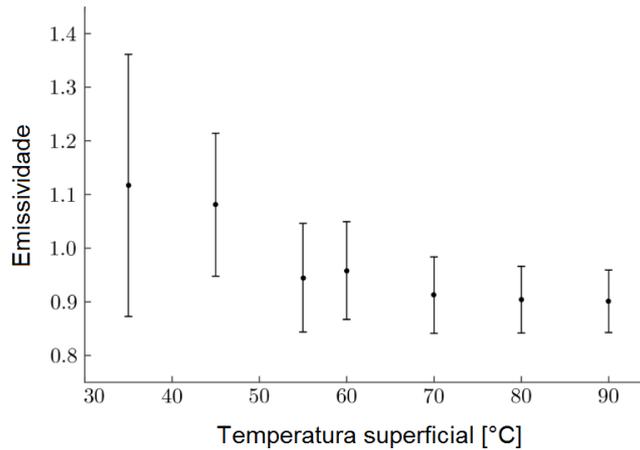


Figura 6.1 – Emissividade total hemisférica da superfície do painel fotovoltaico em função da temperatura.

Os resultados indicam que as estimativas para o valor de emissividade da superfície frontal do painel fotovoltaico apresentam baixa incerteza para os testes em maiores temperaturas. Na Figura 6.1 a incerteza relativa para o teste a 35°C representa aproximadamente 22% do valor estimado, enquanto para 90°C representa menos que 7%.

Esta tendência observada ocorre porque a incerteza de medição de temperatura através dos termopares e da termorresistência é mais significativa nos testes a baixas temperaturas (próximas à temperatura ambiente) do que nos testes conduzidos a temperaturas mais altas. Portanto, a transferência líquida de radiação entre a superfície do painel e a vizinhança é mais precisa no último ponto experimental, fornecendo um valor de $0,90 \pm 0,06$. Este resultado está de acordo com valores de emissividade ($\epsilon = 0,86$) para vidros em painéis fotovoltaicos de silício reportados em literatura (ÁLVAREZ, 2017).

Refletividade na direção normal

O vidro se comporta como um material opaco na faixa do infravermelho. Além disso, os modelos embarcados nas câmeras térmicas consideram as superfícies inspecionadas cinzentas difusas, fazendo com que a expressão $(1 - \epsilon)$ seja utilizada no cálculo da parcela refletida do sinal captado. Se estas premissas forem válidas, a avaliação de refletividade na direção normal segundo a metodologia proposta na Seção 5.2.1 em conjunto com o resultado obtido para emissividade total hemisférica devem confirmar este fato. Variando a temperatura do ajuste do radiador padrão de corpo negro, foi possível obter o gráfico mostrado na Figura 6.2.

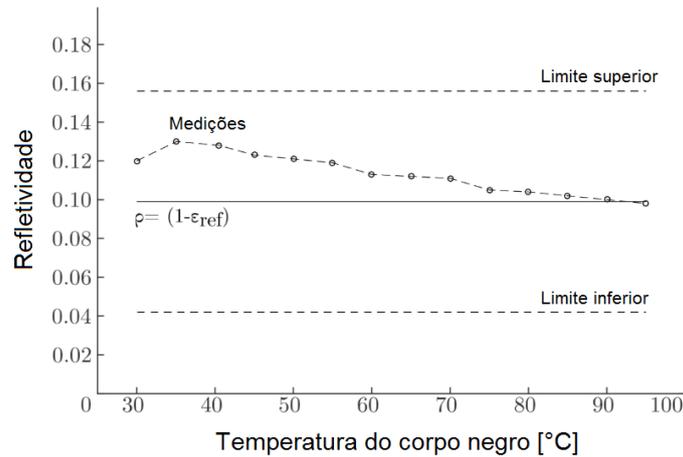


Figura 6.2 - Refletividade da superfície do painel fotovoltaico em função da temperatura do radiador.

A partir do resultado de emissividade anteriormente obtido, na Figura 6.2 foi incluído o valor de refletividade de referência como $(1 - \varepsilon) = 0,098$, bem como indicações dos limites superior (0,155) e inferior (0,041) devido à incerteza previamente encontrada para a emissividade.

De acordo com os resultados, a refletividade da superfície frontal do painel fotovoltaico assume valores gradualmente mais próximos de 0,098 para maiores valores de temperatura ajustados no radiador. É importante mencionar que estes resultados são, de fato, mais precisos em altas temperaturas, devido à menor influência de ruídos no sinal captado pelo termovisor nestas condições. No teste para temperatura do radiador igual a 95°C , o desvio obtido para a refletividade estimada em relação ao valor de referência foi inferior a 1%, demonstrando ser razoável o uso do termo $(1 - \varepsilon)$ para a refletividade e confirmando as suposições à respeito do comportamento espectral do vidro em relação à radiação térmica. Para os propósitos deste trabalho, é assumido que a refletividade do vidro na direção normal vale 0,098 e não varia com a temperatura da fonte de reflexão na faixa entre 30°C e 95°C .

Refletividade e emissividade direcionais

Neste último conjunto de resultados de caracterização das propriedades ópticas do vidro, a característica direcional da emissividade e da refletividade é levada em consideração. Conforme já apresentado, os painéis solares da Usina TESLA estão instalados com um ângulo de inclinação de 25° e, portanto, qualquer inspeção termográfica realizada com a câmera térmica horizontal ao solo fará um ângulo $\theta_i = 65^{\circ}$ com a direção normal ao plano de inclinação da superfície avaliada. Para ângulos desta ordem, a refletividade apresenta um valor significativamente maior e a emissividade, em contrapartida, é diminuída em relação aos valores obtidos para a direção normal.

Além da questão direcional, um segundo motivo para realização dos testes em campo é devido ao perfil espectral da radiação solar incidente sobre o painel, sendo este bastante diferente do perfil emitido pelo corpo negro, no caso dos ensaios em laboratório. A partir das conclusões do resultado anterior, a emissividade deste último conjunto de ensaios foi inferida a partir dos resultados de refletividade e definida como $\varepsilon = (1 - \rho)$. A Figura 6.3 apresenta os resultados e compara os valores com os resultados de Hsieh e Su (1979).

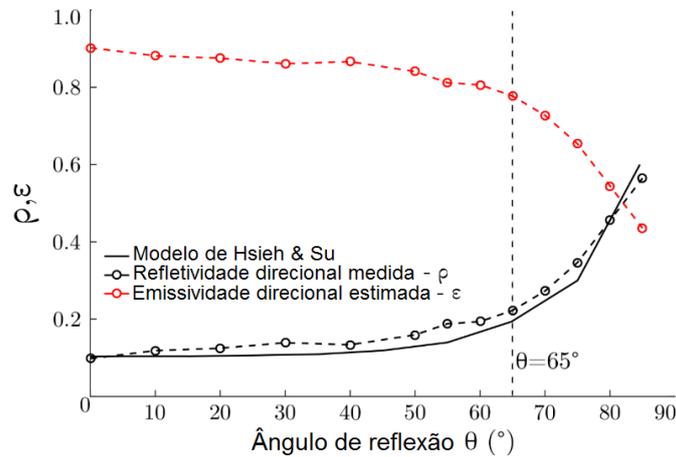


Figura 6.3 – Resultados para emissividade e refletividade direcionais em função do ângulo de reflexão.

Os resultados apresentados na Figura 6.3 confirmam o aumento da refletividade direcional com o ângulo de reflexão formado entre termovisor e a direção normal à superfície alvo. Além disso, os dados experimentais são próximos aos valores encontrados no estudo desenvolvido por Hsieh e Su (1979), apresentando um desvio médio de 0,02. Um destaque é dado aos resultados obtidos para o ângulo $\theta_i = 65^\circ$, por se tratar dos valores de emissividade e refletividade utilizados no modelo de correção da temperatura medida por termografia apresentado na Seção 4.4. Seus valores são $\rho = 0,22$ e $\varepsilon = 0,78$.

Uma maneira prática de estimar a emissividade e aplicável no momento de ajustar os parâmetros de entrada no termovisor durante uma inspeção termográfica foi desenvolvida a partir dos resultados da Figura 6.3. Para ângulos de reflexão entre 40° a 75° (remetendo a ângulos de inclinação do painel entre 50° e 15° , respectivamente), a emissividade direcional pode ser estimada através da Equação (6.1) com desvio máximo inferior a 3%.

$$\varepsilon(\theta) = \frac{0,1618 \ln(90 - \theta_i) + 0,2126}{0,97} \quad (6.1)$$

Em que o ângulo θ_i deve ser inserido em graus.

6.2 – Caracterização das fontes intrínsecas e externas da câmera

O conjunto de ensaios de verificação, segundo metodologia apresentada na Seção 5.2.2, foi realizado para caracterizar as fontes de incertezas intrínsecas do termovisor modelo FLIR SC660, o qual foi posteriormente utilizado nas inspeções termográficas da usina. Os testes foram realizados no Laboratório de Termometria da UFMG, sendo que, para a caracterização dos parâmetros de interesse, cada tipo de ensaio foi conduzido duas vezes com a distância entre termovisor e radiador padrão fixada em 10 cm e depois 30 cm. Por questões de limitação na climatização da sala para várias faixas de temperatura ambiente, a Estabilidade de Temperatura (TS) não pôde ser devidamente estimada. Além disso, o resultado para Resolução Espacial de Medição (MSR) de apenas 16,30 mrad mostra que a mínima dimensão angular necessária para que ocorra algum desvio de leitura devido ao tamanho do objeto sob análise é desprezível no contexto das inspeções em painéis.

As outras fontes de incerteza avaliadas (Uniformidade de Medição (MU), Erro Gerado por Ruído (NGE), Mínimo Erro (ME) e Repetitividade (RE)) têm seus resultados reunidos na Tabela 6.1, a qual apresenta os valores destas grandezas em $[mK]$ para os ensaios a 10 cm e 30 cm. Maiores distâncias entre termovisor e corpo negro não foram ensaiadas por limitação de espaço físico da bancada de testes. A Resolução Digital de Temperatura (DTR), que é determinada sem procedimento experimental, tem seu resultado apresentado na última coluna.

Tabela 6.1 – Estimativa das fontes de incertezas intrínsecas do termovisor $[mK]$

Set Point $[^{\circ}C]$	MU		NGE		ME		RE		DTR
	1° teste	2° teste							
35	400	320	41,9	49,9	825,0	1108	17,2	26,0	0,9
40	300	300	50,6	37,3	716,7	708,3	13,1	8,3	1,2
45	410	330	46,5	41,1	733,3	500,0	7,1	12,3	1,5
50	390	450	45,7	41,3	708,3	366,7	4,2	18,8	1,8
55	400	370	39,6	42,2	758,3	208,3	13,1	8,3	2,1
60	380	400	46,0	46,1	716,7	100,0	12,7	0,0	2,4
65	400	380	44,0	45,9	775,0	25,0	6,5	13,1	2,7
70	380	310	40,5	52,5	841,7	25,0	14,9	13,1	3,0

Os resultados mostram claramente como a Uniformidade de Medição (MU) e o Mínimo Erro (ME) impactam de forma muito mais significativa no cálculo da incerteza intrínseca do termovisor, ao passo que a Resolução Digital de Temperatura (DTR) tem influência discreta no resultado. Para determinação da incerteza padrão combinada de acordo com a Equação (4.24), as incertezas padrão de cada uma das variáveis precisam ser calculadas a partir das distribuições assumidas, tal como definido nas Equações (4.17), (4.18), (4.19), (4.21) e (4.23). Na Figura 6.4 são mostradas as curvas resultantes da incerteza padrão combinada em função de cada temperatura ensaiada nos testes a 10 cm e 30 cm de distância entre o termovisor e o radiador padrão. Da mesma forma que apresentado na Tabela 6.1, a ordem de grandeza da incerteza padrão combinada para cada ponto experimental está em $[mK]$.

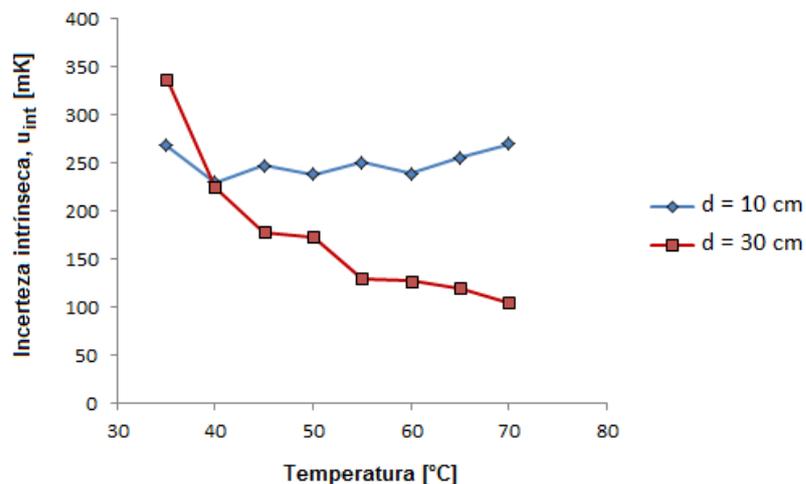


Figura 6.4 – Estimativa da incerteza intrínseca do termovisor nas condições ensaiadas.

Pelos gráficos apresentados na Figura 6.4, pode-se perceber uma significativa tendência de redução da incerteza intrínseca do termovisor com a distância ao alvo e também, particularmente para o teste de 30 cm, na medida em que as temperaturas do mensurando se tornam mais elevadas. Diante desta primeira tendência observada, mesmo que durante as inspeções na Usina TESLA a distância do termovisor ao painel supere os 30 cm, é uma opção conservadora assumir a incerteza intrínseca como a dos resultados obtidos deste segundo ensaio para cada valor de temperatura. Este valor ainda não corresponde à incerteza expandida, a qual é indicada na representação do resultado de medição. Para estimar este valor final, ainda devem ser avaliadas as fontes de incertezas externas que constituem a base do modelo de medição do termovisor, Equações (4.1) e (4.25).

Tomando como ponto de partida a expressão do modelo de medição do termovisor, dada pela Equação (4.1), todas as variáveis envolvidas tiveram seus valores típicos definidos e também foram atribuídas suas respectivas incertezas, no contexto envolvendo o cenário de inspeção dos painéis fotovoltaicos da Usina TESLA. Os valores típicos e as incertezas associadas para as variáveis transmissividade, temperatura ambiente e temperatura média refletida que foram assumidos levam em consideração as situações normais de operação dos painéis, as incertezas de medição (ou estimativa, no caso da transmissividade) destas variáveis e todas as eventuais flutuações que podem ocorrer em seus valores instantâneos durante o intervalo de tempo em que uma determinada inspeção termográfica estiver sendo executada.

Com relação ao valor assumido e a incerteza associada para a variável emissividade, foi feita uma distinção entre as duas situações possíveis de inspeção termográfica em painéis: pela superfície da frente ou pela superfície posterior. Para o primeiro caso foi assumido o valor de emissividade direcional encontrado para $\theta = 65^\circ$, conforme apresentado na Seção 6.1. No caso da superfície posterior, foi utilizado um valor típico de emissividade para o filme de fluoreto de polivinil. A Tabela 6.2 reúne todos os valores assumidos.

Tabela 6.2 – Caracterização das fontes de incertezas externas

Variável	Valor típico	Incerteza assumida
Emissividade (frontal, $\theta_i = 65^\circ$)	0,78	0,05
Emissividade (posterior)	0,93	0,05
Transmissividade	0,97	0,02
Temperatura Ambiente	30 °C	2 °C
Temperatura Refletida	30 °C	2 °C

Em seguida foi estimada a incerteza combinada das fontes externas para cada valor de temperatura de interesse com rotina implementada no programa EES, o qual possui ferramenta de análise de incertezas. Ao final, as incertezas externa e intrínseca de cada ponto foram combinadas a partir da Equação (4.25), gerando então os valores de incerteza expandida válidos para medição termográfica nos painéis. Estes resultados são mostrados na Figura 6.5 na forma de curva por meio de interpolação polinomial dos dados obtidos, deixando clara a distinção entre as inspeções na superfície frontal e posterior dos módulos.

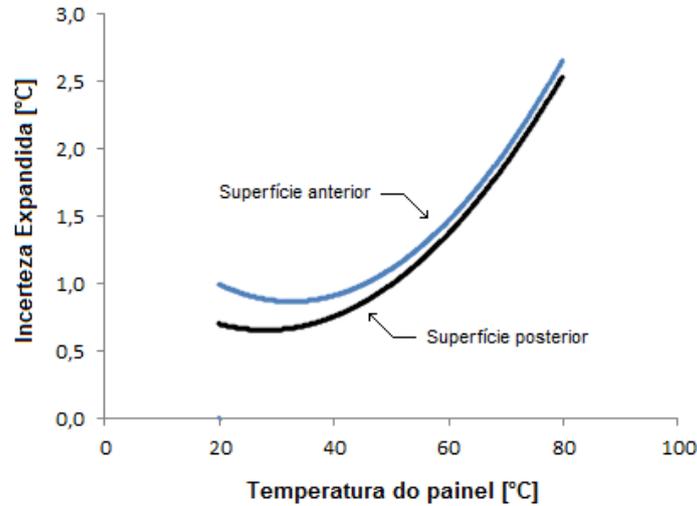


Figura 6.5 – Estimativa da incerteza expandida para medição de temperatura via termografia.

Os resultados da Figura 6.5 mostram que, independente da posição com a qual é feita a inspeção termográfica, a incerteza expandida passa por um valor mínimo na medida em que a temperatura na superfície do painel varia. Isto ocorre devido a dois efeitos opostos presentes no cômputo das incertezas. Enquanto os valores das incertezas intrínsecas diminuem com o aumento da temperatura medida, isto é evidenciado na Figura 6.4, por outro lado as incertezas externas aumentam. Uma vez que as incertezas expandidas mostradas na Figura 6.5 são constituídas pela composição destas duas fontes, a presença de um ponto de mínimo se justifica.

Ainda com relação à Figura 6.5, a incerteza expandida de medição de temperatura por termografia pela frente do painel é ligeiramente maior do que pela superfície posterior, sendo isto mais perceptível para temperaturas mais baixas. O maior motivo para esta tendência observada é devido a menor emissividade do vidro, para o ângulo de reflexão considerado, em relação à superfície posterior revestida com o filme de fluoreto de polivinil. É bastante reportado na literatura que as inspeções termográficas se dão de forma mais precisa em superfícies de alta emissividade (FERREIRA, 2019), e este fato também se comprovou, ainda que de forma discreta, nos resultados do presente trabalho.

Conforme já mostrado na seção anterior, a emissividade da superfície envidraçada dos painéis fotovoltaicos pode sofrer variações muito significativas dependendo do ângulo de reflexão a partir do qual o observador avalia a superfície. Isto reforça a necessidade de um controle de posição do termovisor em relação à superfície do painel inspecionado, para que resultados confiáveis possam ser obtidos. Além disso, o foco deste trabalho são as inspeções pela frente dos painéis formando um ângulo $\theta_i = 65^\circ$ com a direção normal, sendo que a metodologia de correção da temperatura descrita na Seção 4.4 é essencial para que as incertezas de medição apresentadas na Figura 6.5 se confirmem. Por fim, os resultados apresentados nesta seção mostram que, para uma faixa típica de temperaturas de operação dos módulos entre 35°C e 70°C , a termografia é capaz de fazer o registro térmico com uma incerteza máxima de 2°C . Em valores percentuais, a incerteza máxima obtida para esta faixa de medição correspondeu a apenas 3% do valor de leitura.

6.3 – Resultados dos modelos matemáticos para painéis

Esta seção atende a vários objetivos do presente trabalho. Primeiramente, é verificado se o modelo matemático geral representa de forma adequada a resposta térmica e elétrica dos painéis fotovoltaicos frente a diferentes condições impostas pelo ambiente. Em um segundo momento, este mesmo modelo matemático é utilizado para obter uma série de resultados a respeito das características operativas dos módulos em termos do coeficiente de desempenho definido previamente na metodologia deste trabalho. Além de estimar o comportamento geral das curvas características dos módulos, o modelo também permite identificar as flutuações no ponto de operação, o trajeto percorrido pelo ponto de máxima potência e, por fim, o efeito da temperatura de célula sobre a eficiência de conversão do painel.

Conforme apresentado detalhadamente no Capítulo 3, o modelo matemático apresenta uma subdivisão entre blocos correspondentes aos modelos de irradiação solar, modelo térmico e modelo elétrico, este último dependente das saídas geradas pelos dois primeiros. Neste trabalho o modelo geral foi testado para avaliar os painéis fotovoltaicos da Usina TESLA segundo um dia de céu claro e um de céu parcialmente nublado. A escolha por estas condições tem o intuito de verificar se o modelo atende ao requisito de representatividade do objeto de estudo deste trabalho, sob as duas situações típicas em que opera.

Para poder estimar as curvas características dos módulos, a irradiância solar global medida na estação meteorológica precisa inicialmente ser transposta para o valor correspondente na direção normal ao plano de inclinação do painel, no caso $\beta = 25^\circ$. Os modelos para transposição de radiação do plano horizontal para o plano inclinado diferem basicamente nas hipóteses assumidas para cálculo da parcela difusa de radiação. Na Seção 3.1.2 foi definido que o modelo de céu anisotrópico de Hay-Davies-Klucher-Reindl (muitas vezes referenciado como *Modelo HDKR*) e o modelo de céu isotrópico de Liu e Jordan foram utilizados nas condições de céu claro e céu nublado, respectivamente. Na Figura 6.6 estão representadas as curvas de irradiância solar global e difusa medidas (estação meteorológica) e transposta (modelo) ao longo dos dias 09/09/2018 e 04/09/2018, os quais apresentam características típicas de céu claro e céu nublado, respectivamente.

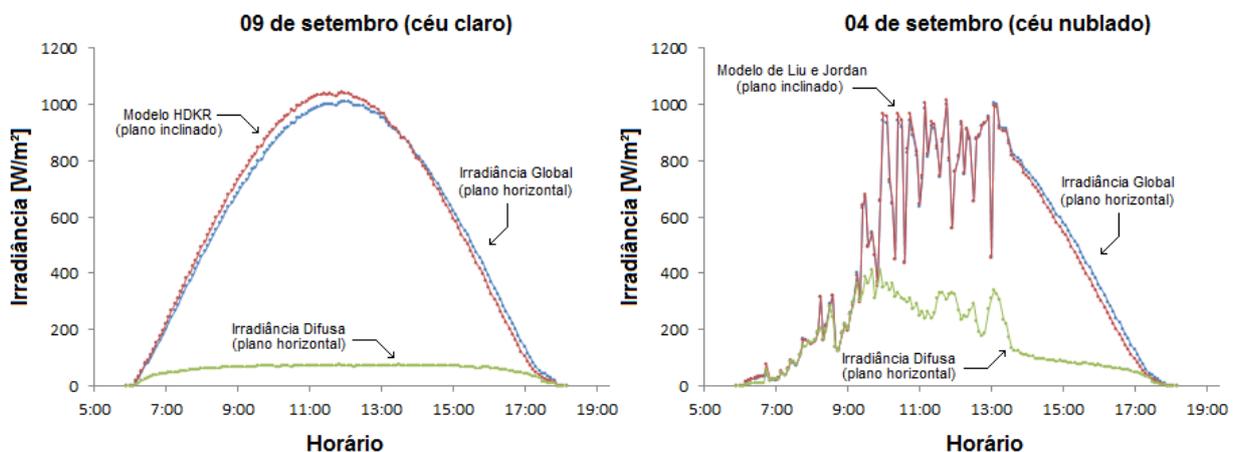


Figura 6.6 – Irradiância solar medida e transposta para os dias 09/09/2018 e 04/09/2018.

Pela Figura 6.6, a distinção entre o perfil de irradiância solar para os dias de céu claro e de céu nublado considerados é evidente. Nota-se uma maior proporção da irradiância solar difusa no dia de céu parcialmente nublado, resultado da interação da radiação extraterrestre com as nuvens na atmosfera. Os dados de irradiância são registrados pelos piranômetros a cada segundo, mas estão apresentados na Figura 6.6 com intervalos de 5 minutos por compatibilidade com a taxa de aquisição da temperatura ambiente e umidade relativa na estação compacta. Conforme mencionado na Seção 5.1.2, este intervalo de tempo foi testado e não gerou instabilidade no modelo transiente. Por fim, salienta-se que os resultados dos modelos de transposição apresentados na Figura 6.6 são apenas comparados aos dados originais, não tendo a função de reproduzi-los, pois irradiância global e total são grandezas diferentes, por definição. Os valores de irradiância total no plano inclinado e de temperatura ambiente foram inseridos no modelo térmico e geraram os resultados apresentados na Figura 6.7.

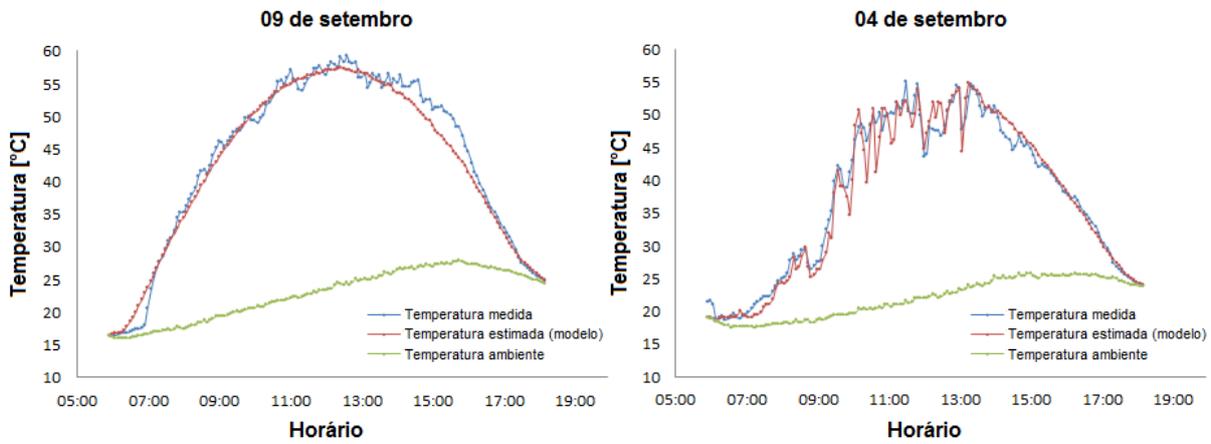


Figura 6.7 – Variação das temperaturas medida, estimada e ambiente nos dias 09/09/2018 e 04/09/2018.

Na Figura 6.7, a resposta térmica transiente estimada pelo modelo matemático é comparada com os registros de temperaturas indicados por um termistor acoplado à parte posterior de uma célula de referência instalada na superfície frontal de um dos painéis centrais da Usina TESLA. Também é mostrada a variação da temperatura ambiente monitorada pela estação meteorológica, mostrando que fora dos horários de exposição solar (para esta época do ano, antes das 6:10h e após as 17:50h, aproximadamente) os painéis fotovoltaicos naturalmente estão em equilíbrio térmico com a vizinhança. Comparado aos dados experimentais, o modelo térmico teve um desvio médio inferior a 4% em ambos os dias, sendo que mais da metade das estimativas apresentou desvio inferior a 2,5% em relação à célula de referência, conforme histograma da Figura 6.8.

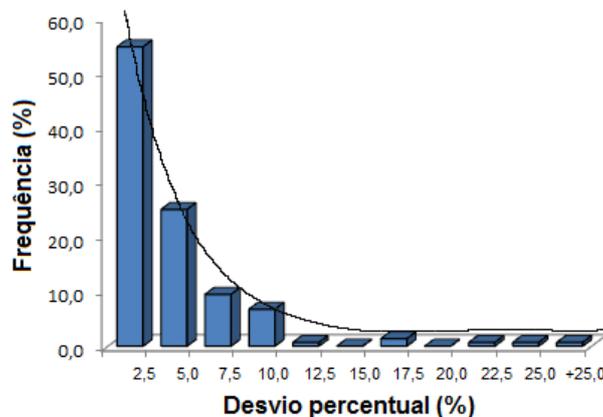


Figura 6.8 – Histograma dos resultados do modelo térmico em comparação com os dados medidos.

Em seguida, o modelo elétrico foi utilizado para determinar as curvas características $I \times V$ e $P \times V$ dos módulos, já compensados os efeitos da radiação solar e da temperatura de operação da célula. Sendo um modelo transiente, foi possível então determinar estas curvas para cada instante de tempo e mostrar como os painéis fotovoltaicos, de fato, se comportam ao longo do dia. A Figura 6.9 evidencia as estimativas do modelo matemático para três horários diferentes, particularmente do dia típico de céu claro considerado na simulação. Deste gráfico, foram omitidas as estimativas para o dia de céu parcialmente nublado para evitar sobreposição das informações, dada a proximidade dos resultados obtidos.

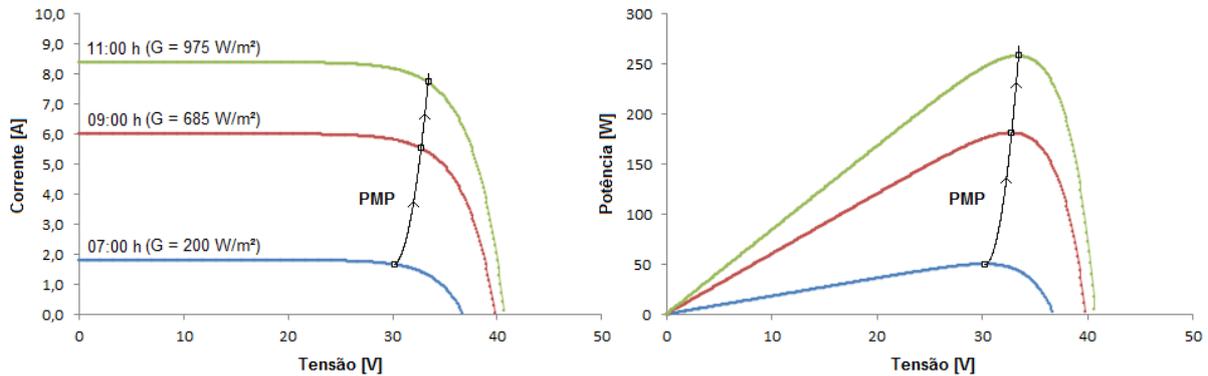


Figura 6.9 – Curvas $I \times V$ e $P \times V$ estimadas pelo modelo matemático para o dia de céu claro.

O que se percebe na Figura 6.9 é que o aumento gradativo da irradiância solar ao longo das primeiras horas do dia desloca para cima as curvas características $I \times V$ e $P \times V$ dos módulos. Naturalmente, o comportamento oposto de deslocamento para baixo das curvas características, não mostrado no gráfico, acontece nas horas finais de Sol do dia. Neste resultado, os efeitos de variação da temperatura ambiente também estão incluídos no procedimento de cálculo. Em ambos gráficos estão evidenciados os PMP de cada curva, com indicação do deslocamento natural deste ponto ao longo do intervalo de tempo considerado.

A respeito do deslocamento do PMP do painel, o modelo matemático é capaz de identificar as coordenadas de corrente e tensão do ponto de máxima potência a cada instante de tempo, permitindo representar graficamente o traçado percorrido pelo PMP ao longo do dia, conforme representado na Figura 6.10. Nesta figura, também são mostradas as tendências de deslocamento durante o período da manhã e da tarde, bem como o horário do dia em que o ponto máximo das coordenadas do PMP do painel foi obtido na simulação transiente.

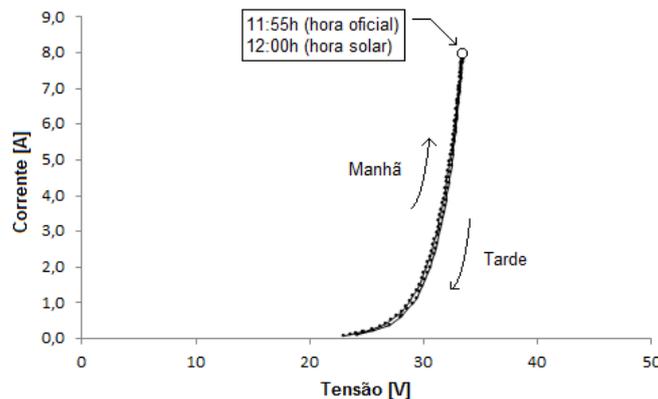


Figura 6.10 – Deslocamento do PMP do módulo estimado pelo modelo matemático.

Cabe ressaltar que o PMP do módulo sofre muitas oscilações dentro deste traçado e que, inclusive, os resultados do modelo matemático indicam que o percurso do ponto de máxima potência não se dá sistematicamente de forma crescente durante a manhã ou decrescente durante a tarde, como a Figura 6.10 pode sugerir. Portanto, são apenas as tendências de deslocamento que estão, de fato, sendo representadas nas marcações ao lado do gráfico.

Conhecer o PMP permite determinar o limite máximo de eficiência possível que o painel fotovoltaico é capaz de desenvolver para as condições de operação atuantes, servindo como um padrão de comparação que independe da vida útil ou do estado de degradação do equipamento. Por outro lado, os dados de potência gerada pelos painéis, registrados pelo sistema de aquisição de dados da Usina TESLA, podem ser comparados com os valores de irradiância solar captados pela estação meteorológica, permitindo estimar a eficiência real desenvolvida pelos módulos. A partir das estimativas de eficiência máxima e real para cada instante de tempo, foi possível construir o gráfico apresentado na Figura 6.11.

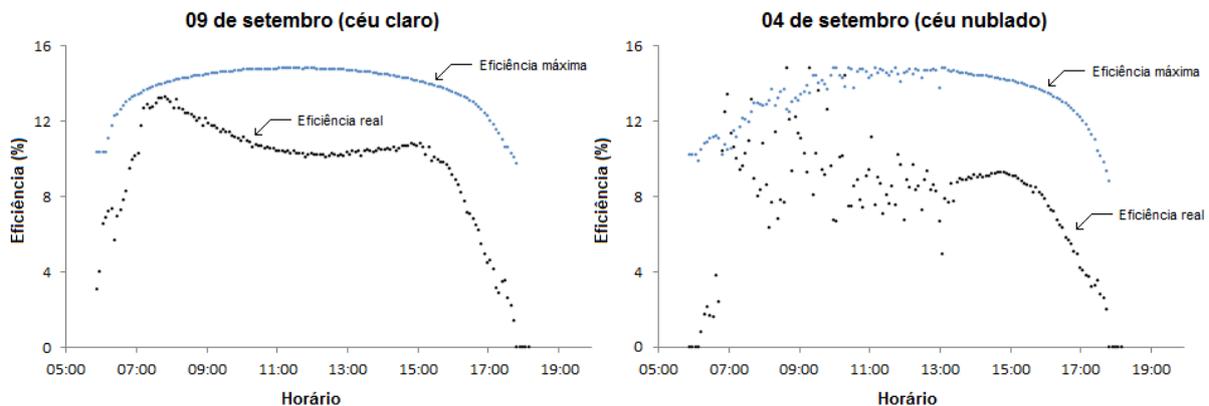


Figura 6.11 – Estimativas de eficiência máxima e real dos painéis para os dias 09/09/2018 e 04/09/2018.

Novamente, a distinção entre o dia de céu claro e o dia de céu parcialmente nublado fica evidenciada nos resultados. Dentro do período efetivamente nublado do dia 04/09/2018, nota-se uma grande dispersão das estimativas de eficiência máxima teórica (modelo) e de eficiência real (medida), ressaltando que esta flutuação de desempenho de fato pode ser observada em campo devido à oscilação dos níveis de radiação solar incidente sobre os painéis nestas condições de céu. No dia 04/09/2018 é crítica a influência de nuvens entre 08h às 13h, e o desvio padrão dos valores de eficiência real neste intervalo alcançou 22% em relação à média, sendo que para o mesmo período no dia de céu claro o desvio padrão foi de apenas 8%. Portanto, recomenda-se que qualquer tipo de diagnóstico de painéis que tenha por critério a eficiência operativa desenvolvida pelo equipamento seja realizada, prioritariamente, para dias de céu claro.

Ainda com relação à Figura 6.11, os resultados para o dia de céu claro apresentam tendências muito bem definidas, sendo que duas delas merecem destaque. A primeira é com relação a eficiência máxima teórica passar por um ponto de máximo, consequência direta do efeito da irradiância solar sobre a curva $I \times V$ dos painéis, em que o PMP é favorecido nos horários de maior influência do Sol. A segunda tendência é do comportamento oposto verificado para a eficiência real, a qual possui um ponto mínimo no intervalo das horas centrais do dia, consequência direta do efeito negativo da maior temperatura de operação sobre a geração de potência elétrica pelo painel neste período do dia.

Conforme apresentado na Seção 5.3, a comparação entre as eficiências real e máxima pode ser feita através do coeficiente de desempenho do painel, definido como a razão entre estes dois parâmetros. A importância desta comparação reside na necessidade de se trazer os valores de eficiência dos módulos para uma mesma referência, isto é, comparar o desempenho real do equipamento com o melhor desempenho possível para as condições atuantes daquele instante de tempo no qual a avaliação está sendo feita. A Figura 6.12 mostra os valores para o coeficiente de desempenho dos painéis fotovoltaicos da usina calculados a partir dos resultados de eficiência apresentados para os dias de céu aberto e de céu parcialmente nublado considerados.

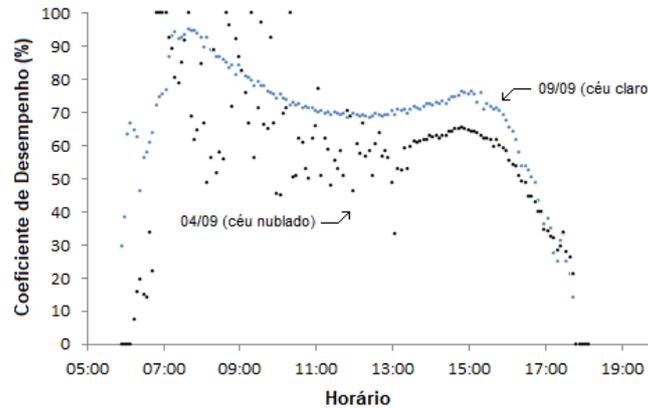


Figura 6.12 – Coeficiente de desempenho dos painéis para os dias 09/09/2018 e 04/09/2018.

É possível perceber de forma mais direta, a partir dos resultados obtidos para o dia de céu claro, que o aumento da temperatura de operação característico nas horas mais centrais do dia é responsável por afastar os painéis do seu desempenho máximo possível. Em termos do coeficiente de desempenho, seus valores variam na faixa de 70% a 100% no intervalo compreendido entre 8h às 15h do dia 09/09/2018. Esta amplitude de variação nos valores do coeficiente de desempenho reforça a necessidade de monitoramento térmico dos painéis.

Como última análise, para cada valor de temperatura registrado pela célula de referência foi atribuída a diferença em relação à condição padrão de ensaio ($T_0 = 25^{\circ}C$) e este valor associado com a eficiência real medida. Os resultados estão reunidos na Figura 6.13, onde pode ser observado que o coeficiente linear da regressão indica uma diminuição de aproximadamente 0,13% na eficiência do painel para cada $^{\circ}C$ acima da condição padrão.

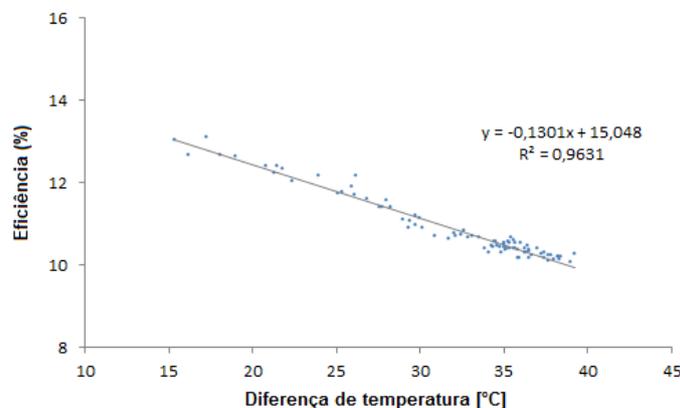


Figura 6.13 – Queda de eficiência de conversão em função do aquecimento do painel.

6.4 – Correção da temperatura medida via termografia

Nesta seção é apresentada uma validação da metodologia de correção da temperatura obtida em inspeções termográficas na superfície frontal de painéis fotovoltaicos. Conforme discutido previamente na Seção 4.4, são propostas algumas alterações procedimentais e de pós-processamento dos termogramas, para que a temperatura obtida seja mais próxima da realidade do que os valores indicados na saída do modelo matemático do termovisor dentro do contexto específico de inspeções pela parte da frente dos módulos.

O modelo de correção proposto foi testado para avaliar a temperatura superficial dos painéis solares da Usina TESLA, no terraço do prédio da Escola de Engenharia da UFMG. A Figura 6.14 apresenta uma fotografia da inspeção termográfica, evidenciando o posicionamento da câmera térmica, o painel inspecionado e o sensor de contato para validação dos resultados. Também é mostrado, de forma esquemática, o ângulo de inclinação do módulo, bem como os ângulos de incidência (θ_i) e reflexão (θ_r) da radiação do céu que alcança as lentes do termovisor.

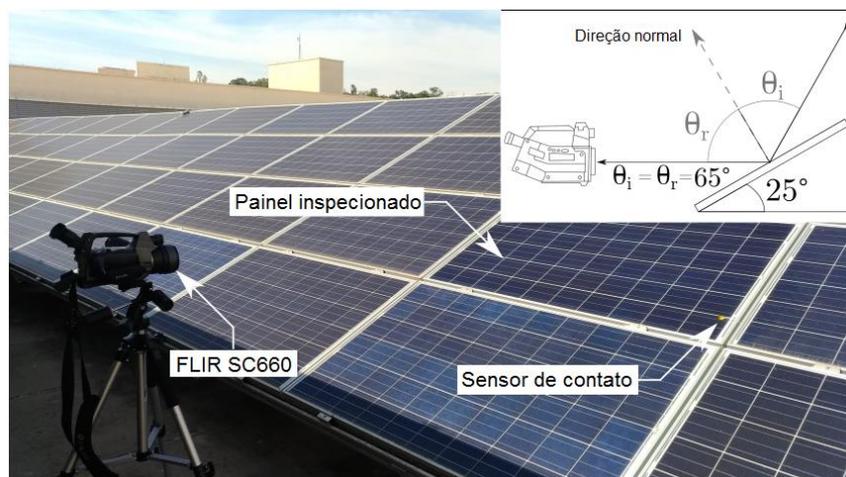


Figura 6.14 – Inspeção termográfica realizada na Usina TESLA.

Nos dias 13/07/2018 e 05/09/2018 foi realizado um total de 20 inspeções termográficas, todas sobre o mesmo painel fotovoltaico, nos horários indicados na Tabela 6.3. Também foram registrados os dados instantâneos da estação meteorológica da usina, bem como estimadas a temperatura de céu e a radiação refletida através de imagens térmicas do céu e dos arredores, para cada ponto experimental nos dois dias de inspeção.

A radiação solar altera os níveis de reflexão através da superfície do painel. Embora a estação meteorológica faça o registro dos dados de radiação solar, este não é um parâmetro de entrada no modelo de correção proposto, uma vez que a sua influência já está presente nos termogramas registrados para o céu. Neste caso, para uma mesma condição de nebulosidade, um maior nível de radiação solar acarreta maiores temperaturas de céu estimadas através do procedimento descrito na Seção 4.5. Durante as inspeções termográficas, a irradiância solar atingiu máximos da ordem de 700 W/m^2 e 900 W/m^2 para 13/07/2018 e 05/09/2018, respectivamente. Além disso, a velocidade do vento não excedeu $0,5 \text{ m/s}$ em nenhum ponto experimental, e seus efeitos foram desconsiderados nos resultados.

Tabela 6.3 – Avaliação da temperatura da superfície frontal do painel [°C]

Horário	Ambiente	Céu	Condição	Modelo	FLIR	RTD
10:00 (13/07)	22,8	13,1	Nublado	35,8	37,6	35,0
10:15	24,8	12,5	Nublado	29,2	30,0	27,8
10:30	25,2	13,8	Nublado	36,1	37,5	32,2
10:45	25,6	12,5	Nublado	32,9	34,7	30,9
11:00	25,2	13,8	Nublado	32,3	34,0	31,1
13:00	24,3	11,9	Nublado	31,3	33,1	29,2
13:15	24,5	14,5	Nublado	29,6	31,7	28,5
13:30	27,4	15,0	Nublado	37,6	39,4	35,9
13:45	27,9	10,0	Nublado	37,0	38,8	34,7
14:00	27,6	14,9	Nublado	32,9	35,1	33,1
10:00 (05/09)	22,0	6,1	Claro	39,4	39,5	38,4
10:15	23,1	7,5	Claro	40,1	41,5	39,7
10:30	23,7	8,9	Claro	42,9	43,3	41,9
10:45	24,0	8,9	Claro	42,7	43,1	41,8
11:00	23,1	10,9	Claro	44,2	44,8	43,0
13:00	26,4	7,5	Claro	45,8	46,4	45,8
13:15	27,5	5,3	Claro	45,3	45,7	45,4
13:30	28,3	3,3	Claro	45,0	45,2	45,4
13:45	27,7	5,3	Claro	44,9	45,4	43,9
14:00	27,7	4,4	Claro	41,3	41,7	41,1

Os resultados para temperatura de céu apresentados na Tabela 6.3 indicam maiores valores desta variável para condições de céu nublado. Esta tendência é motivada pelo maior conteúdo de vapor d’água na atmosfera devido à presença de nuvens, que absorvem a radiação de ondas curtas (SW) proveniente do Sol e emitem radiação de ondas longas (LW), mais próxima à faixa nominal de comprimentos de onda em que as câmeras térmicas operam. Isso resulta em um maior sinal de radiação captado pela matriz de detectores do equipamento.

Existem diversas correlações na literatura com a finalidade de estimar a temperatura de céu. Podem ser encontradas desde aproximações mais simples, como assumir que a temperatura de céu é igual à temperatura ambiente, quanto aproximações que levam em consideração variáveis climáticas como umidade relativa, pressão ambiente e densidade do ar atmosférico. As correlações utilizadas neste trabalho para comparação com os resultados de $T_{céu}$ apresentados na Tabela 6.3, particularmente, definem uma emissividade aparente para o domo celeste e, em seguida, calculam a temperatura de céu a partir deste valor obtido, como apresentado na Equação (6.2). As correlações utilizadas são mostradas nas Equações (6.3) a (6.5).

$$T_{céu} = (\varepsilon_{céu} T_{atm}^4)^{1/4} \tag{6.2}$$

$$\varepsilon_{céu} = 0,8004 + 00396 T_p \tag{Bliss, 1961} \tag{6.3}$$

$$\varepsilon_{céu} = 0,770 + 0038 T_p \tag{Berger, 1984} \tag{6.4}$$

$$\varepsilon_{céu} = 0,734 + 0061 T_p \tag{Berdahl, 1982} \tag{6.5}$$

Em que T_p é a temperatura do ponto de orvalho do ar ambiente nas condições em que se pretende estimar a temperatura de céu. Vale ressaltar que muitas destas correlações são geradas exclusivamente com dados locais e que, portanto, deve-se tomar cuidado com os limites de aplicação de tais equações. Neste trabalho, o uso das correlações de Bliss, Berger e Berdahl apresentadas tem o simples intuito de demonstrar a capacidade da metodologia proposta na Seção 4.5 em gerar valores de temperatura de céu condizentes com a literatura. Os resultados para todos os 20 pontos experimentais referentes aos dois dias de inspeções estão reunidos na Figura 6.15

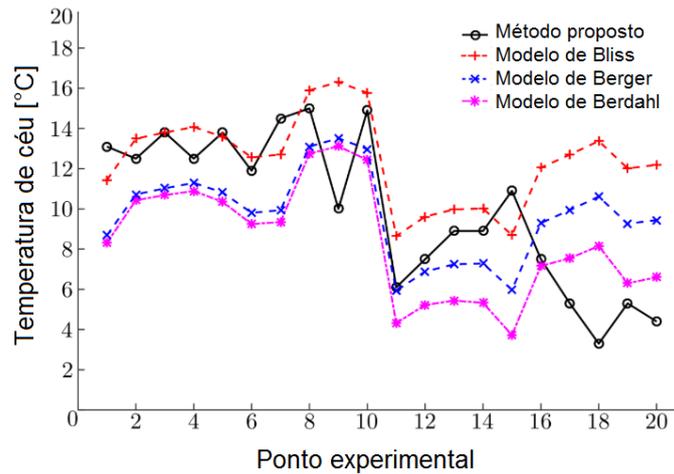


Figura 6.15 – Temperatura de céu estimada em comparação com modelos de literatura.

Na Figura 6.15, os pontos experimentais numerados de 1 a 10 correspondem ao primeiro dia de inspeção (13/07/2018), enquanto os pontos experimentais numerados de 11 a 20 correspondem ao segundo dia de inspeção (05/09/2018). A disposição gráfica dos resultados reforça a clara distinção entre os valores de temperatura de céu obtidos para o dia de céu nublado em comparação com o dia de céu claro, primeira e segunda metades dos pontos experimentais, respectivamente. Considerando as estimativas feitas em todas as inspeções, a temperatura de céu média no dia de céu nublado foi de $13,2^{\circ}\text{C}$ enquanto que para o dia de céu claro o resultado foi aproximadamente 49% menor, sendo reduzido a um valor médio de apenas $6,8^{\circ}\text{C}$. De uma forma geral, o modelo de Bliss se mostrou mais preciso na determinação da temperatura de céu em condições de céu nublado, ao passo de que os valores estimados na metodologia proposta não se adequaram especificamente a nenhuma das correlações apresentadas em condições de céu claro, com as tendências sendo melhor representadas pelos modelos de Berger e Berdahl na comparação.

As últimas três colunas da Tabela 6.3 representam o principal resultado a ser discutido na presente sessão do trabalho. Nesta parte da tabela é feita uma comparação entre a temperatura calculada através do modelo de correção proposto com a temperatura indicada na saída do programa da câmera FLIR, para cada um dos pontos experimentais usando a temperatura registrada pelo sensor de contato, mostrado na Figura 6.14, como valor de referência. A medição por contato da temperatura da superfície do painel foi feita com uma termorresistência (RTD) autoadesiva, modelo SA1-RTD, com uma precisão de $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ indicada pelo fabricante.

Para os dados de entrada do programa da termocâmara foram inseridas a emissividade ($\varepsilon = 0,90$), a temperatura ambiente, a temperatura média refletida e a distância entre as lentes e o módulo fotovoltaico, fixada em $2,10\text{ m}$. Cabe ressaltar que é uma prática bastante comum, durante as inspeções termográficas, aproximar a temperatura média refletida pela temperatura ambiente, desde que não haja uma fonte de calor significativa no cenário (CEMIG, 2010). Premissas, portanto, assumidas para gerar os resultados apresentados na penúltima coluna da Tabela 6.3, correspondente ao modelo FLIR. A Figura 6.16 apresenta os desvios absolutos obtidos, após tratamento dos dados registrados nas inspeções termográficas realizadas sobre o painel.

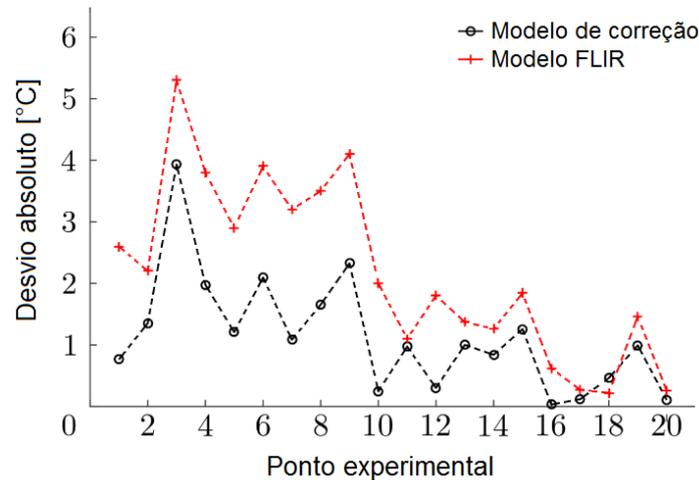


Figura 6.16 – Desvios absolutos obtidos após as inspeções termográficas em campo.

A Figura 6.16 demonstra que a temperatura corrigida é mais próxima que o valor de referência em, aproximadamente, todos os pontos experimentais. Em uma avaliação geral, a temperatura corrigida apresentou um desvio absoluto médio de $1,66^{\circ}\text{C}$ e $0,61^{\circ}\text{C}$ para as condições de céu nublado e claro, respectivamente. O modelo da FLIR, por outro lado, apresentou desvios absolutos médios de $3,35^{\circ}\text{C}$ e $0,91^{\circ}\text{C}$ para as mesmas condições. Os melhores resultados obtidos pelo modelo de correção são justificados pelo procedimento de estimativa da parcela refletida da radiação do céu e pelo uso do valor de emissividade direcional, ao invés do valor correspondente à emissividade total hemisférica. Além disso, uma simples avaliação dos resultados obtidos, tanto pelo modelo da FLIR quanto do modelo de correção proposto, reforçam que a medição de temperatura na superfície de painéis fotovoltaicos por termografia é certamente mais indicada em condições de céu claro. Os desvios absolutos apresentados justificam esta afirmação.

Uma discussão adicional pode ser feita a respeito da porcentagem de contribuição de cada parcela que constitui o sinal total recebido pela câmera térmica. Conforme mencionado, o modelo embarcado nos termovisores e o modelo de correção proposto usam diferentes métodos para calcular a contribuição de cada um dos sinais: objeto, reflexão e ambiente, a partir do mesmo sinal radiométrico total registrado no ato da inspeção. A Figura 6.17 mostra a distribuição média de sinais obtida durante as inspeções termográficas realizadas nos dias 13/07/2018 e 05/09/2018. Particularmente para o caso do tratamento de sinais via modelo da FLIR, a temperatura média refletida foi novamente assumida como a temperatura ambiente.

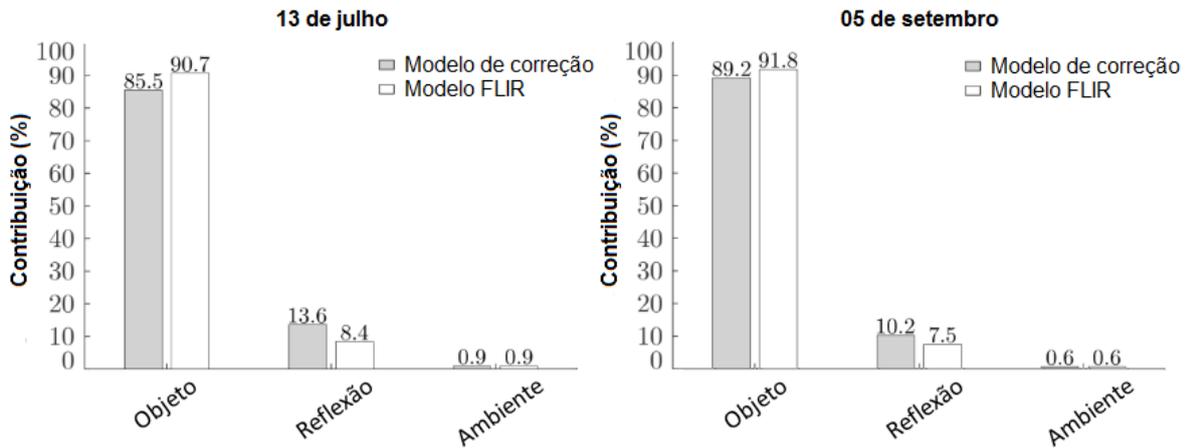


Figura 6.17 – Distribuição percentual de sinais do modelo de correção e do modelo da FLIR.

Os resultados da Figura 6.17 mostram que ambas abordagens de cálculo têm comportamento similar, em que o sinal do objeto representa mais de 85% do sinal eletrônico total gerado, seguido pelas contribuições da reflexão e do ambiente, nesta ordem. No entanto, pequenas variações na componente de reflexão têm grande influência na temperatura indicada, após o processamento dos dados.

A comparação entre os resultados do modelo de correção proposto e o modelo da FLIR por meio da contribuição relativa de sinais permite uma avaliação mais detalhada das duas abordagens. Em primeiro lugar, nota-se que não existe distinção entre as formas de cálculo da parcela referente ao ambiente. A Figura 6.17 também mostra que a parcela referente ao objeto fica proporcionalmente maior no modelo da FLIR, motivo que justifica a tendência deste modelo em, sistematicamente, superestimar a temperatura do painel, conforme pode ser observado diretamente na Tabela 6.3. Neste sentido, o modelo de correção proposto minimiza esta questão, ao dar uma importância maior ao sinal refletido.

Outras tendências podem ser observadas a partir dos resultados apresentados na Figura 6.17 em conjunto com os dados da Tabela 6.3. Tomando como exemplo os valores médios para o dia 13 de julho, mesmo a temperatura de referência ($\bar{T}_{céu} = 13,2^{\circ}C$) para cálculo do sinal de reflexão sendo consideravelmente menor se comparada à temperatura de referência para o programa da câmera ($\bar{T}_{atm} = 25,8^{\circ}C$), a maior refletividade direcional considerada no modelo de correção proposto justifica a maior reflexão média observada nos resultados deste modelo. Isto também é verdade para o dia 05 de setembro, porém a diferença entre os sinais de reflexão do modelo proposto e do modelo da câmera já não é tão grande porque este segundo dia de testes é de céu claro e, portanto, a temperatura de referência ($\bar{T}_{céu} = 6,8^{\circ}C$) para cálculo do sinal é reflexão é menor se comparado ao primeiro dia.

Uma conclusão imediata a partir das inspeções termográficas é que a condição do céu interfere significativamente na reflexão através da superfície frontal dos painéis fotovoltaicos. É importante enfatizar que o modelo de correção proposto apresentou resultados mais precisos que o modelo embarcado na termocâmera para a maioria dos pontos experimentais em ambos cenários avaliados, isto é, céu claro e céu nublado. Diante destes resultados, o modelo de correção proposto é recomendado como método de pós-processamento de registros termográficos durante inspeções em superfícies com significativa reflexão de radiação.

6.5 – Elaboração do mapa de desempenho da Usina TESLA

Uma inspeção termográfica de toda a usina TESLA foi realizada no dia 02/10/2018. Trata-se de um estudo de caso com o intuito de verificar a aplicação da proposta de diagnóstico dos painéis fotovoltaicos apresentada neste trabalho. Conforme discutido anteriormente, o registro termográfico dos módulos permite avaliar, de forma indireta, a eficiência de conversão desenvolvida por cada um e comparar este valor com o limite máximo teórico possível para a condição de operação específica do momento em que a medição é feita. A escolha por um dia, em sua maior parte, de céu claro para realização da inspeção leva em consideração o fato de que maiores níveis de radiação solar favorecem maiores variações na temperatura de operação dos painéis, permitindo diferenciar, de forma mais clara, o valor de eficiência desenvolvido por cada unidade. A Figura 6.18 apresenta a irradiância solar registrada pela estação meteorológica no dia da inspeção com destaque para a resposta térmica dos painéis da usina, estimada pelo modelo matemático para a superfície frontal e para a célula solar, dentro de um intervalo de tempo que cobre o momento em que as imagens térmicas foram coletadas, de 10:30h às 12:00h.

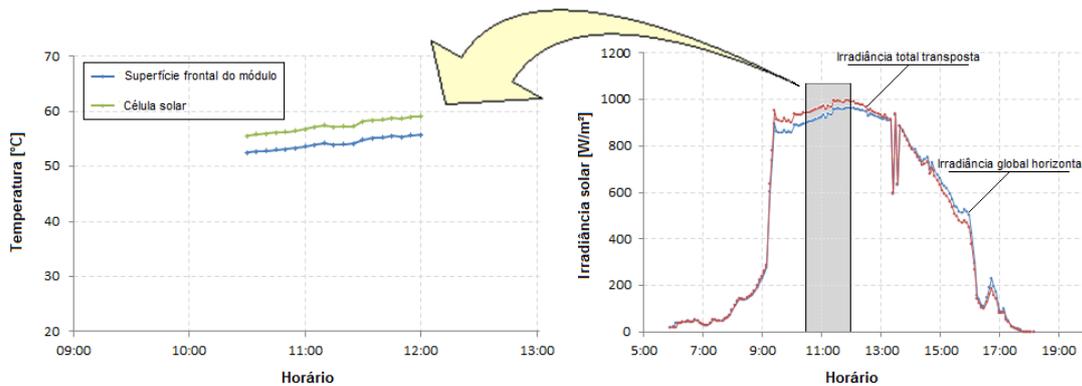


Figura 6.18 – Irradiância solar (medida) e resposta térmica (estimada) dos painéis para o dia de realização da inspeção termográfica (02/10/2018).

O gráfico de temperaturas estimadas pelo modelo térmico no lado esquerdo da Figura 6.18 mostra que, em instantes de maior irradiância solar, existe alguma atenuação térmica principalmente devido à camada de etileno acetato de vinila (EVA) que intermeia a célula solar e a superfície frontal do módulo. Por exemplo, no horário de 11:00h a irradiância global registrada foi de 925 W/m^2 e a diferença entre as temperaturas superficial e de célula atingiu $3,2^\circ\text{C}$. Mais cedo no mesmo dia, durante a parte da manhã, enquanto a irradiância solar ainda era baixa, foi registrado um valor de 230 W/m^2 às 09:00h e a diferença de temperaturas foi de apenas $0,7^\circ\text{C}$ (não indicado na Figura 6.18). Este é um fato importante, já que a termografia faz o registro da temperatura externa do painel e o interesse maior está na estimativa da temperatura de operação da célula. Neste sentido, recomenda-se o uso do modelo de transferência de calor por condução para que a temperatura de célula seja efetivamente obtida.

Ainda como etapa inicial antes dos resultados termográficos, foi necessário utilizar o modelo para estimar a eficiência máxima possível nas condições de operação atuantes no exato momento da inspeção. A Tabela 6.4 reúne as temperaturas externa e da célula solar estimadas pelo modelo, bem como o valor para o limite teórico de eficiência dos painéis.

Tabela 6.4 – Estimativas para temperatura dos módulos e a eficiência máxima

Hora	Temp. Externa [°C]	Temp. Célula [°C]	$\eta_{m\acute{a}x}$ (%)
10:30 h	52,5	55,6	14,7
10:45 h	53,0	56,1	14,7
⇒ 11:00 h	53,6	56,8	14,7
11:15 h	53,9	57,2	14,7
11:30 h	54,9	58,2	14,8
11:45 h	55,5	58,8	14,8
12:00 h	55,8	59,1	14,8

Os dados da Tabela 6.4 representam, portanto, a forma como o modelo matemático é capaz de descrever a operação dos painéis no intervalo correspondente ao horário no qual a inspeção termográfica foi realizada. Particularmente, na última coluna se encontra o valor central da estimativa de eficiência máxima possível, sendo que para o horário de 11:00h da manhã espera-se, computadas as incertezas, que nenhum painel desenvolva eficiência superior a 14,7%. Para o dia 02/10/2018, tem-se disponível o registro termográfico da superfície frontal de todos os painéis fotovoltaicos da usina TESLA, além de termogramas de céu e solo para fins de cálculo da parcela refletida de radiação. O modelo de correção da temperatura indicada pelo termovisor proposto na Seção 4.4 do presente trabalho foi utilizado para geração deste conjunto de resultados. A Figura 6.19 traz a imagem térmica registrada com indicação da ferramenta de área do termovisor (retângulo azul) usada na obtenção das temperaturas médias da parte frontal de cada um dos painéis.

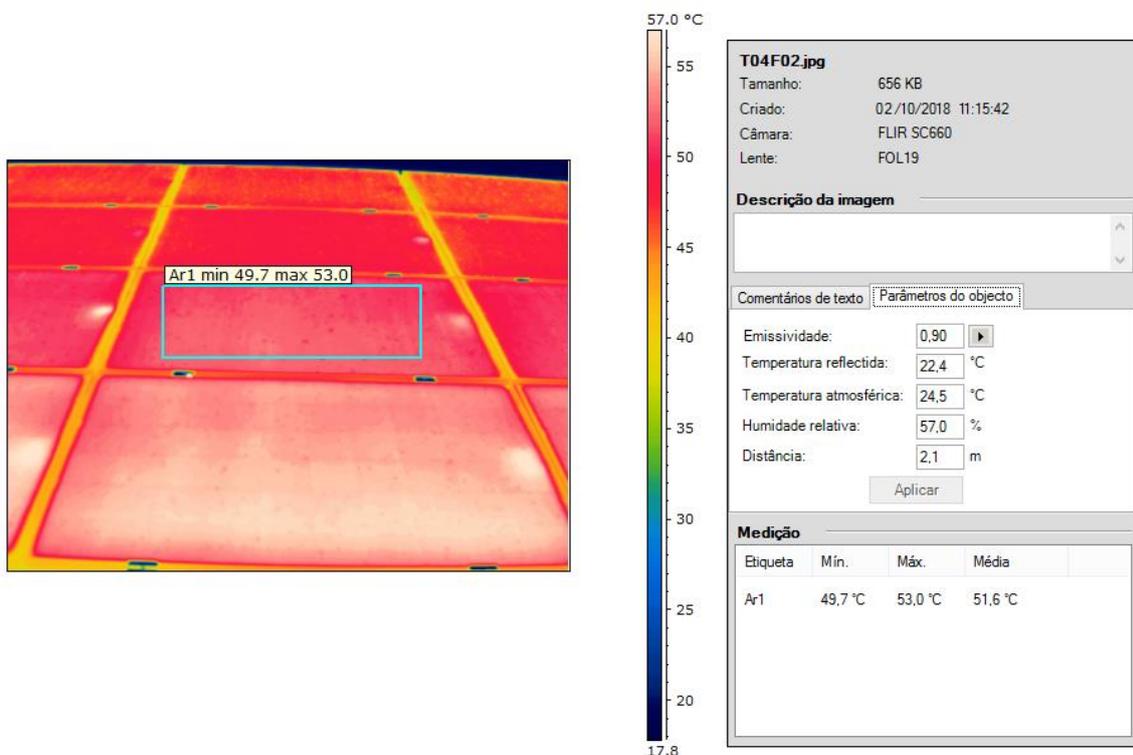


Figura 6.19 – Resultado da inspeção termográfica dos painéis solares no dia 02/10/2018.

Além do termograma propriamente dito, na Figura 6.19 também está representada a escala de temperaturas da imagem e um menu lateral reunindo algumas informações básicas do resultado obtido. Conforme pode ser observado, o processamento do sinal radiométrico requer o ajuste dos dados de emissividade, temperatura refletida, temperatura ambiente, umidade relativa e distância, sendo que estes dois últimos definem a transmissividade do meio por onde o sinal de radiação se propaga. Ao final, são apresentados os valores mínimo, máximo e médio de temperatura em cada área indicada. Cabe salientar que um cuidado especial foi tomado para que nenhuma área selecionada incluísse bordas da estrutura, de forma a não mascarar o valor médio de temperatura obtido.

Para determinar a incerteza com que as temperaturas dos painéis foram medidas por termografia, utilizou-se a curva obtida na Seção 6.2 do presente trabalho que está representada na Figura 6.5 com indicação para superfície anterior. A regressão polinomial para esta curva combina as incertezas intrínsecas do termovisor e as externas, relacionadas ao cenário de medição, resultando na incerteza expandida de medição de temperatura.

As temperaturas médias de cada painel obtidas via termografia foram inseridas como parâmetro de entrada em um balanço de energia levando em consideração as condições climáticas atuantes no momento da inspeção. Desta análise foi calculada uma estimativa para a eficiência de conversão de cada módulo fotovoltaico inspecionado e, segundo a estratégia de diagnóstico proposta na Seção 5.3, a última etapa incluiu a comparação entre a eficiência individual do painel com a eficiência máxima possível. A Figura 6.20 apresenta o mapa de desempenho da usina com indicação de todos os 152 painéis inspecionados no dia 02/10/2018, evidenciando o critério utilizado para classificação entre os níveis normal, aceitável e abaixo do esperado para os módulos.

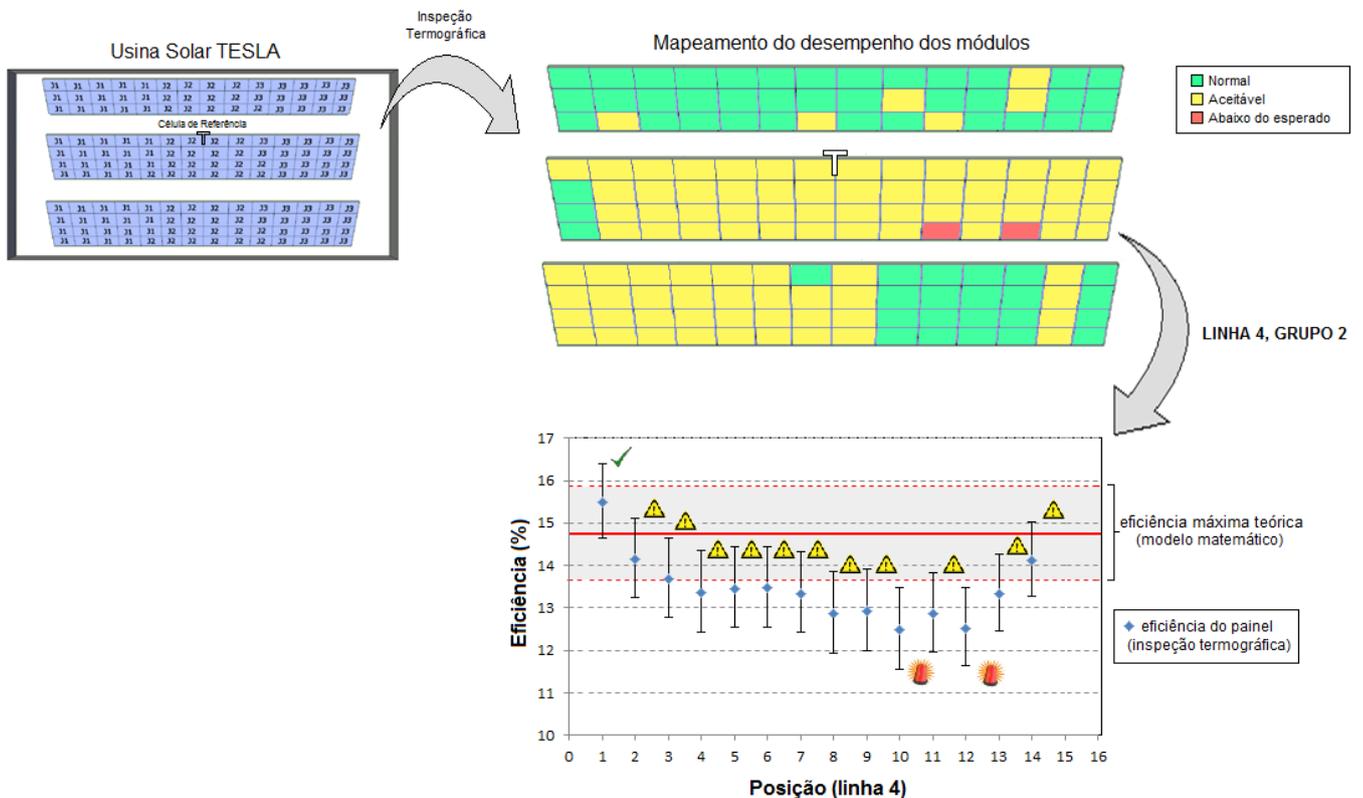


Figura 6.20 – Mapeamento do desempenho dos módulos inspecionados via termografia.

Segundo o critério definido, apenas dois dos painéis que foram inspecionados apresentaram eficiência abaixo do esperado, sendo um resultado coerente se for levado em conta que a Usina Solar TESLA foi comissionada em 29/10/2014 e que, portanto, os módulos são relativamente novos, possuindo pouco menos de quatro anos de operação a considerar a data da avaliação feita. Outro fato importante é mencionar que, consideradas as incertezas das estimativas, o limite máximo para a eficiência calculado pelo modelo foi respeitado já que nenhum painel apresentou eficiência garantidamente acima do valor de referência. A utilidade desta metodologia de diagnóstico está em permitir acompanhar, de forma visualmente clara e fisicamente consistente, o processo de perda de eficiência dos módulos e monitorar como este desenvolvimento gradual se manifesta com o passar do tempo.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma estratégia de avaliação de desempenho de painéis fotovoltaicos por meio de uma abordagem integradora envolvendo modelagem matemática e o uso de termografia quantitativa. Este tipo de análise visa expandir o campo de aplicação da termografia no contexto do monitoramento térmico e diagnóstico de plantas solares, dado o recorrente emprego da técnica para realização de inspeções com caráter meramente qualitativo neste tipo de instalação. Os objetivos do trabalho incluem a validação de um modelo transiente de determinação das características elétricas e térmicas dos painéis, levando em conta as variações das condições de operação impostas pelo ambiente. Segue a este objetivo a caracterização do procedimento de inspeção dos módulos e a proposta de utilização conjunta dos resultados termográficos e de modelo para quantificação do desempenho operativo de cada unidade, em termos de eficiências de conversão.

O critério utilizado para a apresentação dos resultados no contexto do presente trabalho buscou, primeiramente, caracterizar o objeto de estudo e a técnica de monitoramento empregada, criando um embasamento teórico e prático consistente para, só então, aplicar a metodologia de diagnóstico para avaliação de desempenho dos painéis fotovoltaicos que foi proposta.

A superfície frontal dos painéis fotovoltaicos apresenta característica especular para a radiação térmica na faixa do infravermelho, dificultando as inspeções termográficas devido à maior influência do sinal de reflexão que alcança o termovisor. Por este motivo, ensaios de emissividade e refletividade foram conduzidos, em condições de laboratório e campo, a fim de determinar seus valores típicos, bem como a influência direcional nos resultados. Neste sentido, os testes de emissividade total-hemisférica e de refletividade na direção normal realizados em laboratório se mostraram mais precisos quando conduzidos sob maiores temperaturas, devido à menor influência de ruídos nestas condições. Os valores $\varepsilon = 0,90$ e $\rho = 0,10$, gerados em experimentos independentes, indicaram ser razoável a suposição de superfície cinzenta difusa que comumente é assumida no modelo de medição embutido nos termovisores. Além disso, os resultados para refletividade direcional obtidos em campo confirmaram o aumento desta variável com o ângulo de reflexão, apresentando valores condizentes com o modelo apresentado por Hsieh e Su (1979). Particularmente para $\theta_i = 65^\circ$, foram obtidos $\varepsilon = 0,78$ e $\rho = 0,22$.

As incertezas intrínsecas de medição de temperatura por termografia foram determinadas a partir de um conjunto de testes que seguiram a recomendação técnica OIML R-141. Os resultados finais para a incerteza expandida, já considerando as influências externas à câmara, foram avaliados para as inspeções termográficas pela superfície posterior e frontal dos módulos fotovoltaicos. Nesta comparação foi mostrando que menores incertezas de medição são sempre obtidas no caso de inspeções pela parte posterior dos módulos, para uma mesma temperatura do mensurando. Apesar das maiores incertezas associadas, existe uma demanda muito mais significativa por inspeções pela frente dos painéis fotovoltaicos e, neste trabalho, foram obtidas incertezas máximas da ordem de 2°C para a faixa compreendida entre 35°C e 70°C .

Os resultados do modelo matemático apresentaram coerência na determinação das curvas características $I \times V$ e $P \times V$ dos módulos, corrigidas para as condições reais de operação segundo um dia típico de céu claro e um dia de céu parcialmente nublado. Na comparação com os dados de temperatura registrados na base da célula de referência, o modelo térmico mostrou se adaptar muito bem às flutuações das condições ambientais, tendo apresentado um desvio médio de 4% em relação ao conjunto de dados experimentais.

De posse do modelo matemático, foi possível obter uma série de resultados a respeito do desempenho operativo dos painéis fotovoltaicos, incluindo as mudanças nas curvas características, o deslocamento do ponto de máxima potência e as tendências observadas para o limite de eficiência teórico e a eficiência real dos painéis. Uma comparação entre os resultados obtidos para as diferentes condições de céu indicam que conclusões mais precisas a respeito do desempenho dos painéis fotovoltaicos devem, necessariamente, ser extraídas dos dados referentes a dias de céu claro. O coeficiente de desempenho, definido neste trabalho como a razão entre a eficiência real do painel e a máxima eficiência possível para as condições atuantes em um determinado instante de tempo, apresentou uma variação entre 70% – 100% nas horas centrais do dia de céu claro. Isto reforça o fato de que o desempenho de um painel fotovoltaico sofre grande variação ao longo das horas úteis de Sol e que uma estimativa pontual de eficiência não é suficiente para concluir se o equipamento opera de forma satisfatória.

Outro resultado importante obtido neste trabalho é a validação de um modelo de correção da temperatura indicada pelo termovisor. Este modelo atua diretamente na compensação de sinais feita depois que o sinal radiométrico total é captado pela matriz de sensores da câmara térmica. As principais alterações no modelo proposto estão associadas à consideração de mais fontes de calor no cômputo da radiação refletida e na atualização dos valores de emissividade e refletividade direcionais obtidas a partir do ângulo formado entre a câmara e a direção normal ao plano de inclinação do painel (neste trabalho, $\theta_i = 65^{\circ}$). Dadas estas considerações, o modelo de correção proposto foi testado para inspeções termográficas em um dia de céu claro e um dia de céu nublado, apresentando valores de temperatura mais condizentes com a realidade do que a indicação original do programa da câmara (sem correção), quando comparados ao sensor RTD tomado como referência no ensaio. Os desvios médios obtidos pelo modelo de correção foram de $1,66^{\circ}\text{C}$ e $0,61^{\circ}\text{C}$ e para o modelo original foram de $3,35^{\circ}\text{C}$ e $0,91^{\circ}\text{C}$ para as inspeções referentes aos dias de céu claro e nublado, respectivamente.

Ademais, o resultado de uma inspeção termográfica de toda a usina mostrou a potencialidade de aplicação da proposta apresentada, mostrando de forma clara e satisfatória como pode ser feita a distinção entre as eficiências individuais de cada painel fotovoltaico.

A continuidade deste trabalho inclui a utilização da proposta de diagnóstico apresentada para um intervalo de tempo maior, permitindo com que o desempenho operativo da usina possa ser identificado e monitorado na medida em que o processo de queda de eficiência dos painéis se manifeste e, gradualmente, se torne mais significativo. Um estudo complementar a ser realizado é utilizar um traçador de curvas para levantar a curva característica dos painéis fotovoltaicos diagnosticados, por meio das inspeções termográficas, com desempenho ruim. Este tipo de análise visa confirmar a assertividade da proposta de diagnóstico apresentada nesta tese de doutorado e, particularmente, validar a utilização do modelo elétrico de um diodo para a célula solar.

Por fim, a continuidade deste trabalho inclui o desenvolvimento de uma interface de programa em ambiente MATLAB[®]-R2013a, com todas as rotinas de cálculo utilizadas neste trabalho completamente implementadas e disponíveis para uso geral na avaliação de desempenho de painéis fotovoltaicos.

Referências Bibliográficas

ABID, H.; ZAIDI, I.; TOUMI, A.; CHAABANE, M. T-S fuzzy algorithm for photovoltaic panel. *International Journal of Fuzzy Systems*, v.17, p.215-223, 2015.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899:2013, Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia*. Rio de Janeiro, 2013.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 15424:2016, Ensaios Não Destrutivos – Termografia – Terminologia*. Rio de Janeiro, 2016.

ADAMO, F.; ATTIVISSIMO, F.; DI NISIO, A.; SPADAVECCHIA, M. Characterization and testing of a tool for photovoltaic panel modeling. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v.60, p.1613-1622, 2011.

AHMAD, T.; SOBHAN, S.; NAYAN F. Comparative analysis between single diode and double diode model of PV cell: concentrate different parameters effect on its efficiency. *Journal of Power and Energy Engineering*, v.4, p.31-46, 2016.

AKWA, J. V.; KONRAD, O.; KAUFMANN, G. V; MACHADO, C. A. Evaluation of the photovoltaic generation potential and real-time analysis of the photovoltaic panel operation on a building facade in southern Brazil. *Energy and Buildings*, v.69, p.426-433, 2013.

ÁLVAREZ, G.T.; CASTAÑEDA, R.J.; CARPIO, J. Analysis of the configuration and the location of thermographic equipment for the inspection in photovoltaic systems. *Infrared Physics & Technology*, v.87, p.40-46, 2017.

ANDRADE, A.C. *Análise e Simulação da Distribuição de Temperaturas em Módulos Fotovoltaicos*. Tese (doutorado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2008.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa n°482, de 17 de Abril de 2012*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 out.2018.

ASOWATA, O.; SWART, J.; PIENAAR, C. Evaluating the effect of orientation angles on the output power of a stationary photovoltaic panel. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v.6, 043114 (2014).

- ASSUNÇÃO, H. D. *Degradação de Módulos Fotovoltaicos de Silício Cristalino Instalados no DEE-UFC*. Monografia (graduação), Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.
- BAGAVATHIAPPAN, S.; LAHIRI, B.B.; SARAVANAN, T.; PHILIP J.; JAYAKUMAR, T. Infrared thermography for condition monitoring – A review. *Infrared Physics & Technology*, v.60, p.35-55, 2013.
- BAGLEY, B.; VOGEL, E.; FRENCH, W.; PASTEUR, G.; GAN, J.; TAUC, J. The optical properties of a soda-lime-silica glass in the region from 0.006 to 22 ev. *Journal of Non-Crystalline Solids*, v.22, p.423-436, 1976.
- BAIG, H.; HEASMAN, K. C.; MALLICK, T. K. Non-uniform illumination in concentrating solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.16, p.5890-5909, 2012.
- BARBOSA, P.G. *Avaliação da Difusividade Térmica de Blocos Cerâmicos e de Concreto Utilizando Termografia Infravermelha: Uma Contribuição para o Design do Conforto*. Dissertação (mestrado), Programa de Pós-Graduação em Design, Universidade do Estado de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2014.
- BARUKCIC, M.; CORLUKA, V.; MIKLOSEVIC, K. The irradiance and temperature dependent mathematical model for estimation of photovoltaic panel performances. *Energy Conversion and Management*, v.101, p.229-238, 2015.
- BERDAHL, P.; FROMBERG, R. The thermal radiance of clear skies. *Solar Energy*, v.29, p.299-314, 1982.
- BERGER, X.; BURIOT, D.; GARNIER, F. About the equivalent radiative temperature for clear skies. *Solar Energy*, v.32, p.725-733, 1984.
- BERGMAN, T. L.; LAVINE, A. S.; INCROPERA, F. P.; DEWITT, D. P. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. 8^a ed. John Wiley&Sons, Inc. 2017.
- BHATTI, A. R.; SALAM, Z.; AZIZ, M. J. B. A.; YEE, K. P.; ASHIQUE, R. H. Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.54, p.34-47, 2015.
- BIWOLE, P. H.; WOLOSZYN, M.; POMPEO, C. Heat transfers in a double-skin roof ventilated by natural convection in summer time. *Energy and Buildings*, v.40, p.1487-1497, 2008.
- BLISS, R.W. Atmospheric radiation near the surface of the ground: a summary for engineers. *Solar Energy*, v.5, p.103-120, 1961.
- BORGNAKKE, C.; SONNTAG, R. E. *Fundamentals of Thermodynamics*. 9^aed. John Wiley&Sons, Inc. 2017.

- BOUNECHBA, H.; BOUZID, A.; NABTI, K.; BENALLA, H. Comparison of perturb & observe and fuzzy logic in maximum power point tracker for PV systems. *Energy Procedia*, v.50, p.677-684, 2014.
- BUERHOP, C.; SCHLEGEL, D.; NIESS, M.; VODERMAYER, C.; WEIBMANN, R.; BRABEC, C.J. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v.107, p.154-164, 2012.
- CARLOMAGNO, GM.; CARDONE, G. Infrared thermography for convective heat transfer measurements. *Experiments in Fluids*, v.49, p.1187-1218, 2010.
- CARLSON, J.; MENICUCCI, D.; VOROBIEFF, P.; MAMMOLI, A.; HE, H. Infrared imaging method for flyby assessment of solar thermal panel operation in field settings. *Applied Thermal Engineering*, v.70, p.163-171, 2014.
- CARULLO, A.; CORBELLINI, S.; LUONI, A.; NERI, A. *In situ* calibration of heterogeneous acquisition systems: the monitoring system of a photovoltaic plant. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v.59, p.1098-1103, 2010.
- CASTELLANO, S. Photovoltaic greenhouses: evaluation of shading effect and its influence on agricultural performances. *Journal of Agricultural Engineering*, v.XLV, p.168-175, 2014.
- CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. *IM-OM-SE-00500, Instrução de Execução e Critérios para Inspeção Termográfica em Subestações e Linhas de Transmissão Utilizando o Termovisor*. Belo Horizonte, 2010.
- CHRZANOWSKI, K.; FISCHER, J.; MATYSZKIEL, R. Testing and evaluation of thermal cameras for absolute temperature measurement. *Optical Engineering*, v.39, p.2535-2544, 2000.
- COSKUN, C.; TOYGAR, U.; SARPDAG, O.; OKTAY, Z. A Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: A review. *Journal of Cleaner Production*, v.164, p.1474-1485, 2017.
- CRISTALDI, L.; FAIFER, M.; ROSSI, M.; PONCI, F. A Simple Photovoltaic Panel Model: Characterization Procedure and Evaluation of the Role of Environmental Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v.61, p.2632-2641, 2012.
- DU, Y.; FELL, C. J.; DUCK, B.; CHEN, D.; LIFFMAN, K.; ZHANG, Y.; GU, M.; ZHU, Y. Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios. *Energy Conversion and Management*, v.108, p.60-67, 2016.
- DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - a review. *Energy Procedia*, v.33, p.311-321, 2013.

- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Process*. 4ed. John Wiley&Sons, New Jersey, 2013.
- DUPRÉ, O.; VAILLON, R.; GREEN, M.A. Physics of the temperature coefficients of solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v.140, p.92-100, 2015.
- ELHADY, M.S.; FOUAD, M.M.; KHALIL, T. Improving the efficiency of photovoltaic (PV) panels by oil coating. *Energy Conversion and Management*, v.115, p.1-7, 2016.
- FADIGAS, E. A. F. A. *Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade Técnico-econômica*. Grupo de Energia (GPEA), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.
- FERREIRA, R.A.M. *Modelagem Matemática Aplicada ao Diagnóstico de Falha de Componentes Elétricos de Subestação*. Dissertação (mestrado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2015.
- FERREIRA, R. A. M.; POTTIE, D.L.F.; DIAS, L.H.C.; FILHO, B.J.C.; PORTO, M.P. A directional-spectral thermography approach to estimate temperature of outdoor PV panels. *Solar Energy*. (under review), 2018.
- FERREIRA, R. A. M.; SILVA, B. P. A.; TEIXEIRA, G. G. D.; ANDRADE, R. M.; PORTO, M. P. Uncertainty analysis applied to electrical components diagnosis by infrared thermography. *Measurement*, v.132, p.263-271, 2019.
- FLIR. *User's Manual: FLIR SC6xx*. Wilsonville, EUA, 2011.
- FOUREAUX, N. C.; MARRA, F.; ANTHONY, A.; SILVA, S. M. *Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência: Descritivo Completo*. Laboratório TESLA Engenharia de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.
- GAO, Y.; HUANG, H.; SU, Y.; RIFFAT, S. B. A parametric study of characteristics of concentrating PV modules. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, v.5, p.57-62, 2010.
- GLIAH, O.; KRUCZEK, B.; ETEMAD, S.G.; THIBAUT, J. The effective sky temperature: an enigmatic concept. *Heat Mass Transfer*, v.47, p.1171-1180, 2011.
- GULIN, M.; VASAK, M.; PERIC, N. Dynamical optimal positioning of a photovoltaic panel in all weather conditions. *Applied Energy*, v.108, p.429-438, 2013.
- GULIN, M.; PAVLOVIC, T.; VASAK, M. Photovoltaic panel and array static models for power production prediction: Integration of manufacturers' and on-line data. *Renewable Energy*, v.97, p.399-413, 2016.

HAILLANT, O. Accelerated weathering testing principles to estimate the service life of organic PV modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v.95, p.1284-1292, 2010.

HAMMAMI, M.; TORRETTI, S.; GRIMACCIA, F.; GRANDI, G. Thermal and Performance Analysis of a Photovoltaic Module with an Integrated Energy Storage System. *Applied Sciences*, v.7, p.1107-1121, 2017.

HASAN, M. A.; PARIDA, S. K. An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.60, p.75-83, 2016.

HAYRETTIN, C. A. N. Model of a photovoltaic panel emulator in MATLAB-Simulink. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, v.21, p.301-308, 2013.

HERNÁNDEZ, R. M.; CASCALES J. R. G.; GARCÍA, F. V.; KÁISER, A. S.; ZAMORA, B. Improving the electrical parameters of a photovoltaic panel by means of an induced or forced air stream. *International Journal of Photoenergy*, v.2013, ID 830968, 2013.

HSIEH, C.; SU, K. Thermal radiative properties of glass from 0.32 to 206 μm . *Solar Energy*, v.22, p.37-43, 1979.

IEC – INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 62446-3, Photovoltaics (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Outdoor infrared thermography of photovoltaic modules and plants*. 2016a.

IEC – INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 61215-1:2016, Terrestrial photovoltaic (PV) modules – design qualification and type approval – Part 1: Test requirements*. 2016b.

IEC – INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 61215-2:2016, Terrestrial photovoltaic (PV) modules – design qualification and type approval – Part 2: Test procedures*. 2016c.

INFRATEMP. *Termometria Infravermelha – Teoria Básica*. Disponível em: <<http://www.infratemp.com.br/assets/uploads/como-funciona/infratemp-como-funciona-20140113134539-1412011090301.pdf>>. Acesso em: 23 jan.2017.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable Power Generation Costs in 2017* Disponível em: <<http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>>. Acesso em: 22 ago.2018.

IRSHAD; JAFFERY, Z.A.; HAQUE, A. Temperature measurement of solar module in outdoor operating conditions using thermal imaging. *Infrared Physics & Technology*, v.92, p.134-138, 2018.

ITC – INFRARED TRAINING CENTER. *Termografia Nível 1*. São Paulo, 2010.

- ITRPV, International Technology Roadmap for Photovoltaic (2017 Results), 2018.
- JAECKEL, B.; WEINREICH, B.; LUTZ, C.B.; JAHN, U. Outdoor non-destructive infrared thermography of photovoltaic modules and plants for inspection: IEC 62466-3. *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (Topic 5.2 Operation of PV Systems)*. Munich, 2016.
- JÄGER, K.; ISABELLA, O.; SMETS, A. H. M.; SWAAIJ, R. A. C. M. M.; ZEMAN, M. *Solar Energy: Fundamentals, Technology, and Systems*. 1^aed. Delft University of Technology, 2014.
- JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A. K.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. Comparison of solar photovoltaic module temperature models. *World Applied Sciences Journal*, v.14, p.01-08, 2011.
- JIANG, L. L.; MASKELL, D. L.; PATRA, J. C. Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm. *Applied Energy*, v.112, p.185-193, 2013.
- JORDAN, D. C. Photovoltaic degradation rates - an analytical review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v.21, p.12-29, 2011.
- KANT, K.; SHUKLA, A.; SHARMA, A.; BIWOLE, P. H. Heat transfer studies of photovoltaic panel coupled with phase change material. *Solar Energy*, v.140, p.151-161, 2016.
- KIM, D.; YOUN, J.; KIM, C. Automatic fault recognition of photovoltaic modules based on statistical analysis of UAV thermography. *International Conference on Unmanned Aerial Vehicles in Geomatics*. Bonn, Germany, 2017.
- KOPP, E. S. *I-V Analysis of photovoltaic modules deployed outdoors at Tucson electric power solar test yard*. Thesis (Master of Science), Faculty of the College of Optical Sciences, University of Arizona, 2012.
- LAUDANI, A.; FULGINEI, F. R.; SALVINI, A. High performing extraction procedure for the one-diode model of a photovoltaic panel from experimental I-V curves by using reduced forms. *Solar Energy*, v.103, p.316-326, 2014.
- LERMA, C.; BARREIRA, E.; ALMEIDA, R.M.S.F. A discussion concerning active infrared thermography in the evaluation of buildings air infiltration. *Energy & Buildings*, v.168, p.56-66, 2018.
- LING, Z.; ZHANG, Z.; SHI, G.; FANG, X.; WANG, L.; GAO, X.; FANG, Y.; XU, T.; WANG, S.; LIU, X. Review on thermal management systems using phase change materials for electronic components, Li-ion batteries and photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.31, p.427-438, 2014.

- LIU, B.; JORDAN. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. *Solar Energy*, v.7, p.53-74, 1963.
- LOKANADHAM, M.; BHASKAR, K. V. Incremental conductance based maximum power point tracking (MPPT) for photovoltaic system. *International Journal of Engineering Research and Applications*, v.2, p.1420-1424, 2012.
- MAITI, S.; VYAS, K.; GHOSH, P. K. Performance of a silicon photovoltaic module under enhanced illumination and selective filtration of incoming radiation with simultaneous cooling. *Solar Energy*, v.84, p.1439-1444, 2010.
- MARQUEZ, O.M.; PRIETO, J.J.F. Overall heat loss from both sides of a tilted unglazed solar collector under indoor conditions using flow calorimetry and thermography. *Journal of Enhanced Heat Transfer*, v.22, p.527-539, 2015.
- MELO, E.G. *Geração Solar Fotovoltaica: Estimativa do Fator de Sombreamento e Irradiação em Modelos Tridimensionais de Edificações*. Dissertação (mestrado), Programa de Pós-Graduação em Ciências, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.
- MINKINA, W.; DUDZIK, S. *Infrared Thermography Errors and Uncertainties*. 1ª ed. Wiley, 2009.
- MOHAMED, A.; KHATIB, T. Correlation for estimating solar cell temperature based on a tropical field operation of a photovoltaic system. *IEEE Xplore*, 2014.
- MUNOZ, M. A.; ALONSO-GARCÍA, M. C.; VELA, N.; CHENLO, F. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar Energy*, v.85, p.2264-2274, 2011.
- NAVARRO, J.V.M. *Modelagem Matemática de uma Usina Fotovoltaica de Pequeno Porte: Proposição de Modelos Intra-horários, Direto e Reverso, Avaliados sob Diferentes Condições de Nebulosidade*. Dissertação (mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2018.
- NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; KÉBÉ, C. M. F.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, v.96, p.140-151, 2013.
- NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KÉBÉ, C. M. F.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V.; KOBI, A. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy*, v.103, p.70-77, 2014.
- NIZETIC, S.; COKO, D.; YADAV, A.; GRUBISIC-CABO, F. Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response. *Energy Conversion and Management*, v.108, p.287-296, 2016.

OIML – ORGANISATION INTERNATIONALE DE MÉTROLOGIE LÉGALE. *R 141 Procedure of Calibration and Verification of the Main Characteristics of Thermographic Instruments*. [S.1:s.n.], 2013.

ORIOLO, A.; DI GANGI, A. A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. *Applied Energy*, v.102, p.1160-1177, 2013.

OSKOUEI, M. Z.; YAZDANKHAH, A. S. Scenario-based stochastic optimal operation of wind, photovoltaic, pump-storage hybrid system in frequency- based pricing. *Energy Conversion and Management*, v.105, p.1105-1114, 2015.

PARK, N.; KIM, J.H.; KIM, H.A.; MOON, J.C. Development of an algebraic model that predicts the maximum power output of solar modules including their degradation. *Renewable Energy*, v.113, p.141-147, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro, 2014.

PORTALSOLAR. *Usina Solar*. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/usina-solar.html>>. Acesso em: 30 jan.2017.

RABADY, R.I. Optimized spectral splitting in thermo-photovoltaic system for maximum conversion efficiency. *Energy*, v.119, p.852-859, 2017.

RAHMAN, S. A.; VARMA, R. K.; VANDERHEIDE, T. Generalized model of a photovoltaic panel. *IET Renewable Power Generation*, v.8, p.217-229, 2013.

REINDL, D.; BECKMAN, W.; DUFFIE, J. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, v.45, p.9-17, 1990.

RIBEIRO, A.B.N.; CAVALCANTE, T.S.; FILHO, P.P.R.; SILVA, C.C. Desenvolvimento de sistema para análise de termograma visando detectar falhas utilizando processamento digital de imagens. *Anais do VI CONEM – Congresso Nacional de Engenharia Mecânica*. Campina Grande, 2010.

RUSTEMLI, S.; DINCER, F. Modeling of photovoltaic panel and examining effects of temperature in Matlab/Simulink. *Electronics and Electrical Engineering*, v.109, p.35-40, 2011.

SAAVEDRA, S.G.; CALEJJO, L.H.; PEREZ, O.D. Technological review of the instrumentation used in aerial thermographic inspection of photovoltaic plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.93, p.566-579, 2018.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.66, p.815-824, 2016.

- SANT'ANNA, V. R. S. *Análise de Sistemas Fotovoltaicos com Concentradores Fixos da Radiação Solar*. Tese (doutorado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Universidade Federal de Viçosa. Viçosa, 2015.
- SANTOS, L. *Termografia Infravermelha em Subestações de Alta Tensão Desabrigadas*. Dissertação (mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2006.
- SASTRY, O. S.; SAURABH, S.; SHIL, S. K.; PANT, P. C.; KUMAR, R.; KUMAR, A.; BANDOPADHYAY, B. Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v.94, p.1463-1468, 2010.
- SATHYANARAYANA, P.; BALLAL, R.; SAGAR, L.P.S.; KUMAR, G. Effect of shading on the performance of solar PV panel. *Energy and Power*, v.5, p.1-4, 2015.
- SESA, E. *A novel electrical model for organic photovoltaic cells*. Thesis (Doctor of Philosophy), University of Newcastle, Australia 2013.
- SHARAF, O. Z.; ORHAN, M. F. Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I – Fundamentals, design considerations and current technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.50, p.1500-1565, 2015.
- SHUKLA, A.; KANT, K.; SHARMA, A.; BIWOLE, P. H. Thermal response of polycrystalline silicon photovoltaic panels: Numerical simulation and experimental study. *Solar Energy*, v.134, p.147-155, 2016.
- SILVA, B. P. A. *Comissionamento de um Sistema de Medição Autônomo de Inspeção em Componentes Elétricos*. Monografia (graduação), Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015.
- STEGNER, C.; DALSSASS, M.; LUCHSCHEIDER, P.; BRABEC, C.J. Monitoring and assessment of PV generation based on a combination of smart metering and thermographic measurement. *Solar Energy*, p.16-24, 2018.
- SUTHAR, M.; SINGH, G.; SAINI, R. Comparison of mathematical models of photovoltaic (pv) module and effect of various parameters on its performance. *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, p.1354-1359, 2013.
- SWART, J. W.; ELY, F. Energia solar fotovoltaica de Terceira geração. *O setor elétrico*, p.138-139. Espaço IEEE, outubro de 2014.
- TAVARES, S.G. *Desenvolvimento de uma Metodologia para Aplicação de Ensaios Térmicos Não Destrutivos na Avaliação da Integridade de Obras de Arte*. Tese (doutorado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2006.

- TEIXEIRA, G.G.D. *Confiabilidade Metrológica em Termografia Aplicada em Sistemas Elétricos*. Dissertação (mestrado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2012.
- TEUBNER, J.; KRUSE, I.; SCHEUERPFUG, H.; LUTZ, C.B.; HAUCH, J.; CAMUS, C.; BRABEC, C.J. Comparison of Drone-based IR-imaging with Module Resolved Monitoring Power Data . *Energy Procedia*, v.124, p.560-566, 2017.
- TRAN, Q.H.; HAN, D.; KANG, C.; HALDAR, A.; HUH, J. Effects of Ambient Temperature and Relative Humidity on Subsurface Defect Detection in Concrete Structures by Active Thermal Imaging. *Sensors*, v.17, p.1718-1735, 2017.
- TSANAKAS, J. A.; HA, L.; BUERHOP, C. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.62, p.965-709, 2016.
- TWIDELL, J.; WEIR, T. *Renewable Energy Resources*. 3^aed. Routledge, New York, 2015.
- USAMENTIAGA, R.; VENEGAS, P.; GUEREDIAGA, J.; VEGA, L.; MOLLEDA, J.; BULNES, F.G. Infrared Thermography for Temperature Measurement and Non-Destructive Testing. *Sensors*, v.14, p.12305-12348, 2014.
- VELLVEHI, M.; PERPIÑÀ, X.; LAURO, G.L.; PERILLO, F.; JORDÀ, X. Irradiance-based emissivity correction in infrared thermography for electronic applications. *Review of Scientific Instruments*, v.82, p.1-9, 2011.
- VERMA, R.; BHARGAV, B.; VARMA, S.P. Comparison of Different MPPT Algorithms for PV System. *International Journal of Engineering & Technology*, v.7, p.158-163, 2018.
- VETTER, A.; FECHER, F.; ADAMS J.; SCHAEFFLER, R.; THEISEN, J. P.; BRABEC, C. J.; BUERHOP, C. Lock-in thermography as a tool for quality control of photovoltaic modules. *Energy Science & Engineering*, v.(2013), p.12-17, 2013.
- WANG, G.; CHENG, X.F.; HU, P.; CHEN, Z.S.; LIU, Y.; JIA, L. Theoretical analysis of spectral selective transmission coatings for solar energy PV system. *International Journal of Thermophysics*, v.34, p.2322-2333, 2011.
- XYDIS, G. The wind chill temperature effect on a large-scale PV plant - an exergy approach. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v.21, p.1611-1624, 2012.
- YAHYA, S. M.; ANWER, S. F.; SANGHI, S. Enhanced heat transfer and fluid flow in a channel behind a photovoltaic panel in a hybrid photovoltaic/thermal system. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v.52, p.18413-18420, 2013.

YINGLI. *Especificações técnicas de produto – YGE 60 cell 40mm SERIES*. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE_60_Cell_Series_EN.pdf>. Acesso em: 16 set.2018.

ZAPLATILEK, K.; LEUCHTER, J. Implicit approximation of photovoltaic panel characteristics using a stochastic approach. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, v.52, p.18413-18420, 2012.

ZEVENHOVEN, R.; FÄLT, M. Radiative cooling through the atmospheric window: A third, less intrusive geoengineering approach. *Energy*, v.152, p.27-33, 2018.

ZHANG, R.; MIRZAEI, P.A.; CARMELIET, J. Prediction of the surface temperature of building-integrated photovoltaics: development of a high accuracy correlation using computational fluid dynamics. *Solar Energy*, v.147, p.151-163, 2017.

ZHANG, X.; JIN, W.; LI, L.; WANG, X.; CHEN, J.; JIA, Y. Band optimization of passive methane gas leak detection based on uncooled infrared focal plane array. *Applied Optics*, v.57, p.3991-4001, 2018.

Publicações geradas ao longo da Tese

FERREIRA, R. A. M.; SILVA, B. P. A.; TEIXEIRA, G. G. D.; ANDRADE, R. M.; PORTO, M. P. Uncertainty analysis applied to electrical components diagnosis by infrared thermography. *Measurement*, v.132, p.263-271, 2019.

FERREIRA, R. A. M.; POTTIE, D.L.F.; DIAS, L.H.C.; FILHO, B.J.C.; PORTO, M.P. A directional-spectral thermography approach to estimate temperature of outdoor PV panels. *Solar Energy*. (under review), 2018.

FREITAS, A.M.; GOMES, R.A.M.; FERREIRA, R.A.M.; PORTO, M.P. Experimental performance of commercial OPV panels tested outdoor. *Renewable Energy*. (under review), 2018.

SILVA, B.P.A.; FERREIRA, R.A.M.; GOMES, S.C.; CALADO, F.A.R.; ANDRADE, R.M.; PORTO, M.P. On-rail solution for autonomous inspections in electrical substations. *Infrared Physics & Technology*, v.90, p.53-58, 2018.

MOTTA, A.R.; FURLAN, R.M.M.M.; PORTO, M.P.; FERREIRA, R.A.M. *Evidências e Perspectivas em Motricidade Orofacial*. São José dos Campos. Pulso Editorial, 2018 p.224. (Capítulo 6 – Tecnologias na Avaliação em Motricidade Orofacial – A Termografia Infravermelha).

FERREIRA, R.A.M.; POTTIE, D.L.F.; PORTO, M.P. Caracterização das fontes de incerteza intrínsecas de uma câmera termográfica em laboratório. *Anais do XXV Congresso Nacional de Estudantes em Engenharia Mecânica*, 2018.

FERREIRA, R.A.M.; POTTIE, D.L.F.; PORTO, M.P. Modelagem matemática aplicada à avaliação de desempenho de painéis fotovoltaicos de silício. *Anais do XXV Congresso Nacional de Estudantes em Engenharia Mecânica*, 2018.

Apêndice A

Eficiência Óptica

A eficiência óptica é determinada pela fração da radiação solar que é transmitida através do vidro e absorvida pela célula fotovoltaica. O parâmetro é determinado a partir das propriedades ópticas dos materiais e do ângulo de incidência do Sol, portanto, variando ao longo do dia. Além disso, a eficiência óptica do módulo fotovoltaico é diferente para cada componente da radiação solar.

A abordagem apresentada neste apêndice é a mesma utilizada por Navarro (2018) e referenciada por Duffie (2013). Considerando uma única interface entre ar e vidro, a eficiência óptica do módulo fotovoltaico é calculada através da Equação (C.1):

$$(\tau\alpha) = (\tau_r\tau_a)\alpha \quad (C.1)$$

Em que α é a absortividade da célula fotovoltaica (assumida constante), τ_r a fração da radiação solar que é transmitida através do vidro, compensadas as perdas por reflexão, e τ_a a fração transmitida através do vidro, compensadas as perdas por absorção. Cabe ressaltar que a formulação aplicada aos coletores solares é diferente (e fora do escopo do trabalho), sendo que o espaço entre cobertura e superfície absorvedora ocasiona efeitos adicionais, não considerados no presente caso para painéis fotovoltaicos. O termo τ_a é obtido através da Lei de Bouguer, Equação (C.2). O termo τ_r pode ser calculado pelas Equações (C.3) ou (C.4), se os efeitos da múltipla refletividade interna do vidro forem considerados ou desprezados, respectivamente.

$$\tau_a = \exp\left(\frac{eK}{\cos\theta_2}\right) \quad (C.2)$$

$$\tau_r = \frac{1}{2} \left(\frac{1-r_1}{1+r_1} + \frac{1-r_2}{1+r_2} \right) \quad (C.3)$$

$$\tau_r = \frac{1}{2} (r_1 + r_2) \quad (C.4)$$

Em que e é a espessura do vidro e K o coeficiente de extinção, cujo valor é função da composição do vidro. A cor do vidro visto pela lateral é indicativa do valor do coeficiente de extinção, sendo assumidos $4 m^{-1}$ para vidros de cor branca e $32 m^{-1}$ para vidros de cor verde. Ainda com relação às Equações (C.3) e (C.4), r_1 e r_2 são as componentes perpendicular e paralela da reflexão, obtidas pelas expressões de Fresnel:

$$r_1 = \frac{\text{sen}^2(\theta_2 - \theta_1)}{\text{sen}^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (C.5)$$

$$r_2 = \frac{\text{tan}^2(\theta_2 - \theta_1)}{\text{tan}^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (C.6)$$

Em que θ_1 é o ângulo de incidência. O valor para radiação direta é igual ao ângulo de incidência do Sol, o qual é obtido através das expressões introduzidas na Seção 3.1.2. Os valores das demais parcelas da radiação solar são calculados pelas Equações (C.7) e (C.8). A primeira expressão é utilizada para determinar o valor para a radiação difusa, variando entre 55° e 60° . A segunda expressão é utilizada para determinar o valor para a parcela refletida pelo solo, igual a 90° para a superfície horizontal e, aproximadamente, 60° para a superfície vertical. Os dois valores são ângulos equivalentes teóricos (DUFFIE, 2013 *apud* NAVARRO, 2018). O ângulo de inclinação da superfície é dado por β .

$$\theta_1 = 59,7 - 0,138800\beta + 0,001497\beta^2 \quad (C.7)$$

$$\theta_1 = 90,0 - 0,578800\beta + 0,001497\beta^2 \quad (C.8)$$

Por fim, θ_2 é o ângulo de refração, valor que pode ser calculado através da Lei de Snell. Nesta expressão, i é o índice de refração do meio, cujo valor é unitário para o ar e igual a 1,526 para o vidro.

$$i_1 \text{sen}(\theta_1) = i_2 \text{sen}(\theta_2) \quad (C.9)$$

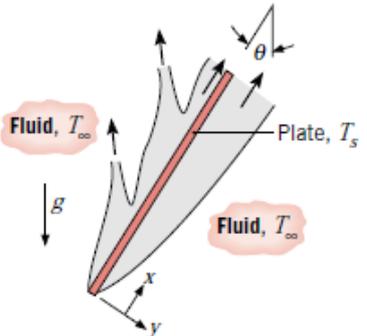
Apêndice B

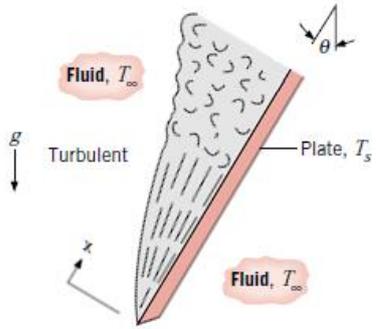
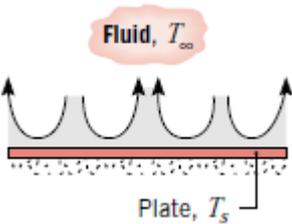
Correlações Empíricas para Cálculo do Coeficiente Convectivo

Algumas considerações devem ser feitas ao avaliar a convecção em placas inclinadas. Neste tipo de situação, o vetor normal à placa não está alinhado em relação à gravidade e, portanto, a força de empuxo possui uma componente normal e uma paralela à superfície. Para fins de cálculo, a literatura recomenda que os coeficientes convectivos sejam determinados a partir de correlações para placas verticais, se g for substituído por $g \cos(\theta)$ no cálculo do número de Rayleigh para a placa (BERGMAN, 2017). O descolamento da camada limite térmica, que ocorre na superfície superior da placa aquecida, intensifica a convecção neste lado da placa. Neste trabalho, foi considerado um incremento de 30% no valor do coeficiente convectivo calculado para a superfície superior do painel fotovoltaico, em relação ao valor obtido para a superfície inferior.

A Tabela B1 apresenta as correlações empíricas utilizadas neste trabalho. As duas primeiras correlações são válidas para a superfície inferior do painel fotovoltaico, se inclinada em relação ao solo, em condições de convecção natural e forçada, respectivamente. O coeficiente convectivo para a superfície da frente é majorado em 30% nestes casos. A última correlação é válida para o ensaio de emissividade total-hemisférica (Seção 5.2.1), quando o painel foi colocado na posição horizontal.

. Tabela B1 – Correlações empíricas utilizadas para a modelagem da convecção

Configuração	Correlação	Condição
	Placa Plana (Aquecida) Inclinada (convecção natural) $\overline{Nu}_L = \left\{ 0,68 + \frac{0,670 Ra_L^{1/4}}{[1 + (0,492/Pr)^{9/16}]^{4/9}} \right\}^2$	$Ra_L < 10^9$ $0^\circ \leq \theta \leq 60^\circ$

Configuração	Correlação	Condição
	<p>Placa Plana (Aquecida) Inclinada (convecção forçada)</p> $\overline{Nu}_L = (0,037Re_L^{4/5} - 871)Pr^{1/3}$	$0,6 \leq Pr \leq 60$ $Re_L \leq 10^8$
	<p>Placa Plana (Aquecida) Horizontal (convecção natural)</p> $\overline{Nu}_L = 0,15Ra_L^{1/3}$	$Ra_L \leq 10^{11}$

(Adaptado de: BERGMAN, 2017; KANT, 2016).

Apêndice C

Lista de Equipamentos

Tabela C1 – Especificações da câmera termográfica

Modelo:	<i>FLIR SC 660</i>
Resolução:	640 x 480 pixels
Sensibilidade térmica:	30 mK (a 30°C)
Faixa espectral:	7,5 a 13,0 μm
Intervalo de medição:	-40 °C a 1500 °C
Intervalo de operação:	-15 °C a 50 °C
Precisão:	$\pm 2^\circ\text{C}$ ou $\pm 2\%$ da leitura
Dimensões:	299mm x 144 mm x 147 mm
Peso:	1,8 kg



(Fonte: Manual FLIR)

Tabela C2 – Especificações do calibrador infravermelho de precisão

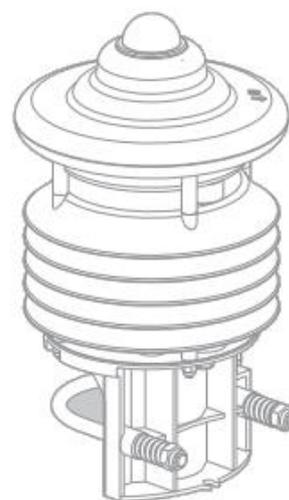
Modelo:	<i>FLUKE 4181</i>
Faixa de temperatura:	35 °C a 500 °C
Precisão:	$\pm 0,35^\circ\text{C}$ (a 35°C)
Estabilidade:	$\pm 0,05^\circ\text{C}$ (a 35°C)
Tempo de estabilização:	10 minutos
Emissividade nominal:	0,95
Dimensões:	356mm x 241 mm x 216 mm
Peso:	9,5 kg



(Fonte: Manual FLUKE)

Tabela C3 – Especificações da estação meteorológica compacta

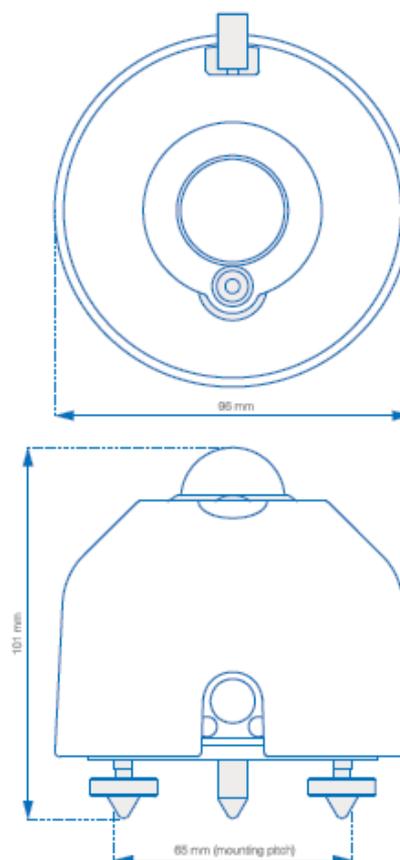
Modelo:	<i>LUFFT WS501 – UMB</i>
Intervalo de operação:	$-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$
Dimensões:	$\phi = 150\text{ mm}$; $H = 332\text{ mm}$
Peso:	$1,5\text{ kg}$
Piranômetro:	Kipp & Zonen Faixa: 0 W/m^2 a 1400 W/m^2 Incerteza: $\pm 20\text{ W/m}^2$ ou $\pm 3\%$
Sensor de Temp:	Erro máximo: $\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Sensor de umidade:	Precisão: $\pm 2\%$
Barômetro:	Precisão: $\pm 1,5\text{ hPa}$
Anemômetro:	Precisão: $\pm 0,3\text{ m/s}$ ou $\pm 3\%$



(Fonte: Manual LUFFT)

Tabela C4 – Especificações do piranômetro

Modelo:	EKO Instruments <i>MS-80</i>
Classificação ISO 9060:	Padrão secundário
Sensor:	Termopilha
Tempo de resposta:	$< 0,5\text{ s}$ (95%)
Não linearidade:	$\pm 0,2\%$
Resposta direcional:	$\pm 10\text{ W/m}^2$
Seletividade espectral:	$\pm 3\%$
Comprimento de onda:	285 nm a 3000 nm
Irradiância:	0 W/m^2 a 4000 W/m^2
Sensibilidade nominal:	$10\text{ }\mu\text{V W}^{-1}\text{m}^2$
Sinal de saída:	15 mV
Temp. de operação:	$-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $80\text{ }^{\circ}\text{C}$
Incerteza:	$< 0,7\%$ ($k = 1,96$)



(Fonte: Manual Romiotto)

Tabela C5 – Especificações do pireliômetro

Modelo:	EKO Instruments <i>MS-56</i>
Tempo de resposta:	$< 1\text{ s}$ (95%)
Não linearidade:	$\pm 0,5\%$
Seletividade espectral:	$\pm 1\%$
Comprimento de onda:	200 nm a 4000 nm
Irradiância:	0 W/m ² a 2000 W/m ²
Sensibilidade nominal:	10 $\mu\text{V W}^{-1}\text{m}^2$
Dimensões:	217mm x 55 mm
Peso:	0,6 kg
Temp. de operação:	-40°C a 80°C
Incerteza:	$< 1\%$ ($k = 1,96$)



(Fonte: Manual EKO Instruments)

Tabela C6 – Especificações do espectrorradiômetro

Modelo:	EKO Instruments <i>MS-720</i>
Tempo de exposição:	0,005s a 5s
Comprimento de onda:	350 nm a 1050 nm
Resolução óptica:	$< 10\text{ nm}$
Precisão:	$< 0,3\text{ nm}$
Campo de visão (FOV):	180°
Temp. de operação:	-10°C a 40°C
Comunicação:	RS-232C / USB



(Fonte: Manual EKO Instruments)

Tabela C7 – Especificações do rastreador de Sol

Modelo:	EKO Instruments <i>STR-22G</i>
Precisão:	$< 0,01^\circ$
Resolução angular:	$0,009^\circ$
Rotação zênite:	-15° a 95°
Rotação azimute:	0° a 360°
Torque:	24 Nm
Temp. de operação:	-40°C a 60°C
Comunicação:	RS-442 / 232C
Dimensões:	$430\text{ mm} \times 380\text{ mm} \times 440\text{ mm}$
Peso:	$15,5\text{ kg}$



(Fonte: Manual EKO Instruments)